National Energy Board | Office national de l'énergie

Reasons for Decision

New Brunswick Power Corporation

EH-2-2002

May 2003

Facilities

103-04822/

National Energy Board

Reasons for Decision

In the Matter of

New Brunswick Power Corporation

Application dated 31 May 2001, revised 26 July 2002, for an International Power Line.

EH-2-2002

May 2003

© Her Majesty the Queen in Right of Canada 2003 as represented by the National Energy Board

Cat No. NE22-1/2003-3E
ISBN 0662-33859-6

This report is published separately in both official languages.

Copies are available on request from:
The Publications Office
National Energy Board
444 Seventh Avenue S.W.
Calgary, Alberta, T2P 0X8
E-Mail: publications@neb-one.gc.ca
Fax: (403) 292-5503
Phone: (403) 299-3562
1-800-899-1265

For pick-up at the NEB office:
Library
Ground Floor

Printed in Canada

© Sa Majesté la Reine du Chef du Canada 2003 représentée par l'Office national de l'énergie

N° de cat. NE22-1/2003-3F
ISBN 0-662-88711-5

Ce rapport est publié séparément dans les deux langues officielles.

Demandes d'exemplaires :
Bureau des publications
Office national de l'énergie
444, Septième Avenue S.-O.
Calgary (Alberta) T2P 0X8
Courrier électronique : publications@neb-one.gc.ca
Télécopieur : (403) 292-5503
Téléphone : (403) 299-3562
1-800-899-1265

Des exemplaires sont également disponibles à la bibliothèque de l'Office
(rez-de-chaussée)

Imprimé au Canada

Table of Contents

List of Figures i
List of Appendices i
Abbreviations ii
Recital and Appearances iv

1. Introduction 1
1.1 Background 1
1.2 Project Description 2

2. Need for the Facilities 4
2.1 Existing Facilities 4
2.2 Justification for the Second Interconnection 5

3. Design and Safety of the IPL 8
3.1 Basic Design of the IPL 8
3.2 Electro-Magnetic Fields and Human Health 9
3.3 Audible Noise and Radio Interference 10

4. Public Consultation 12
4.1 Early Public Notification 12
4.2 Aboriginal Peoples 13

5. Routing and Land Matters 15
5.1 Corridor Selection Process 15
5.2 Land Requirements 17
5.3 Land Acquisition Process 17

6. Environment and Socio-Economic Matters 18
6.1 Environmental Matters 18
6.2 Socio-Economic Matters 20

7. Disposition 22

List of Figures

1-1 New Brunswick Power's 345 kV Powerlines and Proposed IPL 3
5-1 Proposed Route 16

List of Appendices

I. List of Issues 23
II. Certificate Conditions 24

Abbreviations

ACSR	Aluminum Conductor Steel Reinforced
Act or NEB Act	National Energy Board Act
AC	alternating current
Agency	Canadian Environmental Assessment Agency
Applicant	New Brunswick Power Corporation
Board	National Energy Board
CEA Act	Canadian Environmental Assessment Act
Certificate	Certificate of Public Convenience and Necessity
CSA	Canadian Standards Association
CSA Standard	Canadian Standards Association Standard CAN/CSA-C22.3 No. 1 Overhead Systems
CSR	comprehensive study report
dBA	decibels (A weighting)
DFO	Department of Fisheries and Oceans Canada
EC	Environment Canada
Emera	Emera Energy Inc.
EMFs	electro-magnetic fields
EPN	Early Public Notification
GFR	Guidelines for Filing Requirements
HQ	Hydro-Québec
HVDC	high voltage direct current
ICNIRP	International Commission on Non-Ionizing Radiation Protection
IPL	international power line
km	kilometre(s)
KP	kilometre post
kV	kilovolt(s)

kV/m	kilovolts per metre
line	power line
m	metre(s)
MAWIW	MAWIW Tribal Council
mG	milliGauss
Minister	Minister of Natural Resources
MCA	Maritimes Control Area
MCM	Thousands of Circular Mils
MEPCO	Maine Electric Power Company
MW	megawatt(s) (1,000 kilowatt; 1,000,000 Watt)
NB APC	New Brunswick Aboriginal Peoples Council
NB Power	New Brunswick Power Corporation
NPCC	Northeast Power Coordinating Council
NEB	National Energy Board
NEPOOL	New England Power Pool
NERC	North American Electric Reliability Council
PCP	Public Consultation Program
RI	radio interference
ROW	right of way
Saint John Citizens Coalition for Clean Air	Citizens Coalition
TEDC	Tobique Economic Development Corporation
UNBI	Union of New Brunswick Indians
US	United States of America

Recital and Appearances

IN THE MATTER OF the National Energy Board Act (the Act) and the regulations made thereunder; and

IN THE MATTER OF an application dated 31 May 2001, revised 26 July 2002, by New Brunswick Power Corporation (NB Power) for a Certificate of Public Convenience and Necessity (Certificate) for the construction and operation of an international power line; and

IN THE MATTER OF Hearing Order EH-2-2002 dated 6 December 2002;

HEARD in Saint John, New Brunswick on 24 March 2003;

BEFORE:

J.-P. Théorêt	Presiding Member
K.W. Vollman	Member
G. Caron	Member

APPEARANCES:

I. Blue A. Hamilton	New Brunswick Power Corporation
G. Dalzell	Saint John Citizens Coalition for Clean Air
N. Getty R. Perley	Union of New Brunswick Indians
J. Feron S. Fraser	Emera Energy Inc.
D. Tucker	On his own behalf
I. Blue A. Hamilton	Province of New Brunswick
C. Beauchemin D. Saumure	National Energy Board Counsel

Chapter 1

Introduction

1.1 Background

On 31 May 2001, New Brunswick Power Corporation (NB Power or the Applicant) applied to the National Energy Board (the Board) pursuant to sections 58.16 and 58.23 of Part III.1 of the *National Energy Board Act* (the Act) for a certificate of public convenience and necessity to construct and operate a 345 kilovolt (kV) international power line (IPL). In doing so, the provisions of the Act referred to in section 58.27 would apply in respect of the proposed IPL, rather than the laws of the Province of New Brunswick. NB Power later filed a revised application with the Board on 26 July 2002.

Prior to filing its application, NB Power filed a preliminary submission on 19 April 2001 for the Canadian portion of the 345 kV IPL from Point Lepreau, New Brunswick to Orrington, Maine. Pursuant to the *Canadian Environmental Assessment Act* (CEA Act), the environmental assessment process for the Project commenced on 4 May 2001with the issuance of a letter under section 5 of the *Regulations Respecting the Coordination by Federal Authorities of Environmental Procedures and Requirements*. The 4 May letter also outlined that, if applied for, the proposed IPL would require the completion of a comprehensive study report (CSR) pursuant to the CEA Act as the proposed IPL would have a voltage of 345 kV and would require greater than 75 km in length of new right of way. The Board also requested input from those federal authorities that had expressed an interest in the Project.

As responsible authorities for the project, the Board and the Department of Fisheries and Oceans Canada (DFO) in consultation with the Canadian Environmental Assessment Agency (the Agency) established a process for the preparation of the CSR and advised NB Power on 16 August 2001 that NB Power, as the proponent of the project, would be responsible for carrying out a comprehensive study and preparing a CSR pursuant to section 17 of the CEA Act. Participants in the process included NB Power, DFO and Board staff. Environment Canada (EC) and the Agency also participated by providing specialist advice as federal authorities. More information on the CSR is provided in Chapter 6 of these Reasons.

The Board established a process to assess NB Power's revised application and published Hearing Order EH-2-2002 on 6 December 2002.

NB Power published notices of the hearing in the Canada Gazette, Globe & Mail and National Post (Financial Post), and the following New Brunswick newspapers: the Telegraph Journal (Saint John), Daily Gleaner (Fredericton), Times & Transcript (Moncton), Saint John Times Globe, St. Croix Courier (St. Stephen), and L'Acadie Nouvelle (Caraquet).

The Board held an oral public hearing to consider NB Power's revised application on 24 March 2003 in Saint John, New Brunswick.

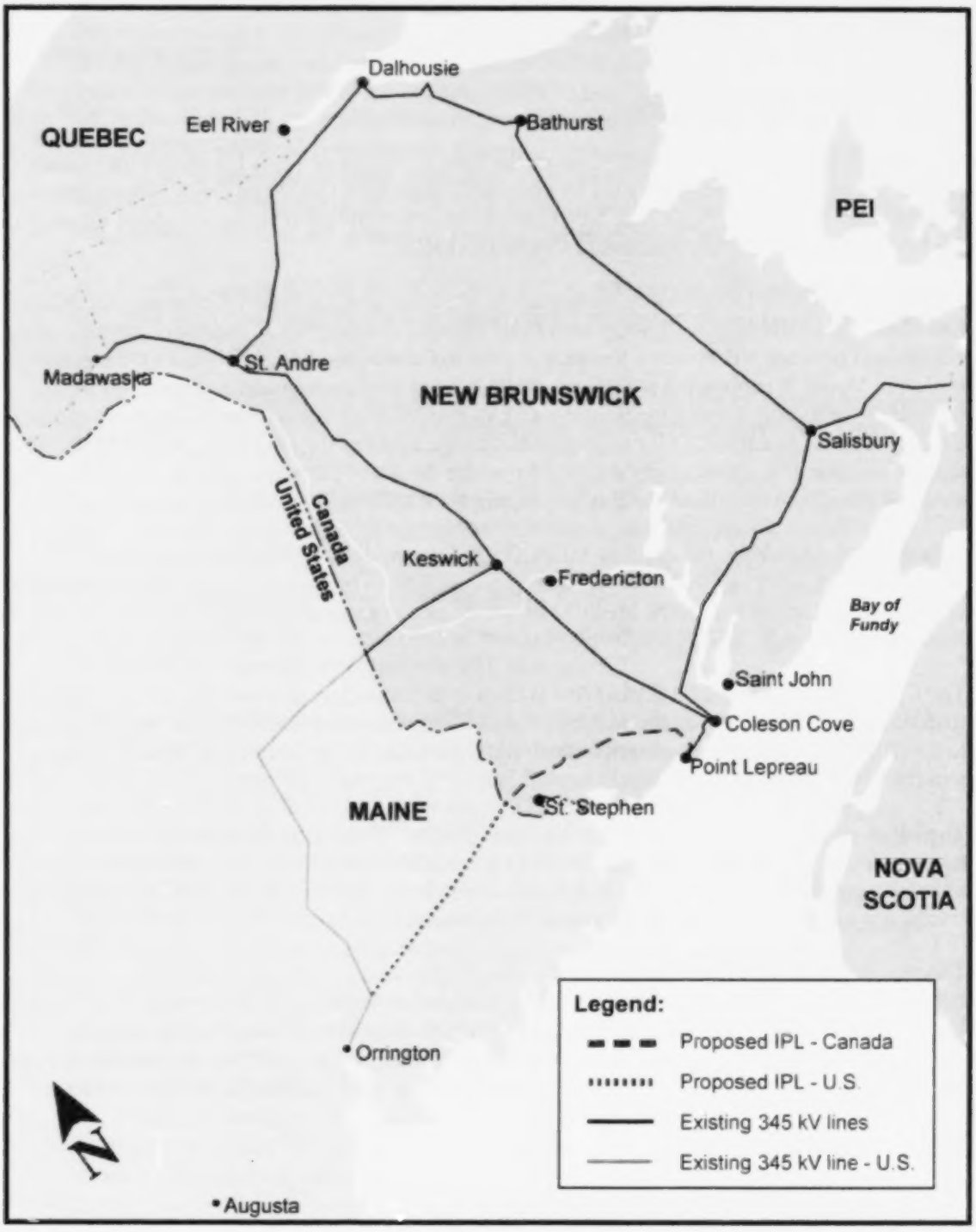
1.2 Project Description

The proposed IPL is a 345 kV transmission line from the Point Lepreau Peninsula on the Bay of Fundy in New Brunswick, through Saint John and Charlotte counties to a point on the international border between Canada and the United States of America (US) near Woodland, Maine (Figure 1-1). The IPL would be 95.5 km long and would cost an estimated $43 million.

The IPL was originally planned to connect with a new 345 kV transmission line running from the international border to Orrington, Maine which would be owned by Bangor Hydro. Bangor Hydro was purchased by Emera Energy Inc. (Emera) which was undecided about whether to proceed with the project. Regardless, NB Power was of the view that the proposed IPL, if approved, will be an important component in opening up the electricity market in New Brunswick and that Emera or others may therefore be interested in completing the proposed IPL.

The stated purpose of the IPL is to improve the reliability, efficiency and market access of the regional electricity system.

Figure 1-1
New Brunswick Power's 345 kV Powerlines and Proposed IPL



Chapter 2

Need for the Facilities

2.1 Existing Facilities

NB Power's electric power system is one of the three Canadian and two US (Northern Maine) electric utility systems comprising the Maritimes Control Area (MCA) of the Northeast Power Coordinating Council (NPCC). The NPCC in turn is one of the ten regional reliability councils of the North American Electric Reliability Council (NERC).

NB Power has one IPL commonly known as the Maritime Electric Power Company (MEPCO) line. This IPL interconnects all MCA members' systems to other NPCC members' systems in the US. It runs between NB Power's Keswick station in Canada and Bangor Hydro's Orrington station in Maine. It is operated at the same voltage level as the equipment and facilities it connects to at its two termination points: 345 kV. The MEPCO line is over 30 years old and is the only alternating current (AC) synchronous linkage between the MCA and other NPCC electric utilities. It is also the only AC link by which the MCA can physically undertake electricity trading within the New England Power Pool (NEPOOL) electricity market.

As a stand-alone facility, the existing MEPCO line has physical, bi-directional electrical transmission capacity of 1000 MW. However, power system constraints within MCA and NPCC currently limit the full use of the MEPCO line to an export capacity to the US of 700 MW and no import capacity.

The Canadian portion of the MEPCO line is built with conductors of a smaller size and capacity than that of the US portion of the power line. NB Power indicated that this situation contributes to the MEPCO line's present capacity constraints, particularly the lack of any import capacity into the MCA.

The MCA also has two interconnects with Hydro-Québec (HQ). However, as with all other power systems that interconnect with the HQ system, these interconnections are high voltage direct current (HVDC) asynchronous, not AC. These links are also within NB Power's system: one link is located at each of Eel River and Madawaska, New Brunswick.

The new IPL that NB Power has applied for would provide a second physical interconnection between NB Power's system and that of Bangor Hydro and would in effect provide a second link between the MCA and southern elements of the NPCC. Like the existing IPL, the new IPL would have initial bi-directional physical transmission capacity of 1000 MW and would be built for and operated at 345 kV. However, the new IPL would be built with a consistent and larger capacity conductor size than the MEPCO line.

2.2 Justification for the Second Interconnection

NB Power advanced seven reasons in support of the second interconnection.

1. NB Power asserted that the new IPL – as a second AC synchronous connection between the MCA and Maine - will improve its and the MCA's response to a first-contingency loss of either the new IPL or the existing MEPCO line. Specifically, concurrent operation of the two lines will provide additional low voltage support in southern New Brunswick and prevent 'islanding' (synchronous electrical separation) of the MCA from Maine and the NPCC, in the event of a first contingency loss of either IPL. The new IPL will therefore improve the reliability of electric power supply for New Brunswick, plus its neighboring Canadian and American areas of the Maritimes Control Area.

2. NB Power indicated that the use of the new IPL, particularly concurrent with the MEPCO line, will incur less transmission line losses during imports from or exports to Maine, through three means:

   - The new IPL will be a shorter physical path from NB Power's major load center – the Point Lepreau and Coleson Cove plant sites - to Bangor Hydro's Orrington station;
   - Any power transmitted between Orrington and NB Power can be divided between two electrical paths, instead of just one, when both lines are used; and
   - The new IPL will have larger conductors and thereby incur lower losses per unit of electricity transmitted than the MEPCO line.

   As an example, NB Power stated that at an export level of 700 MW, line loss reductions of 28 MW are expected when the new IPL is in place.

3. NB Power stated that the new IPL will improve market access between NPCC/NEPOOL and the Maritime Control Area. NB Power indicated that the new IPL will allow the export transfer capability between itself and Bangor Hydro's Orrington station to rise by 300 MW to 1000 MW and that these exports could now be 'firm' whereas they are currently 'interruptible'. NB Power also indicated that the new IPL will, for the first time, allow imports into the MCA via Orrington of up to 400 MW and that these imports could also be 'firm'. NB Power asserted that electricity customers in the MCA are presently susceptible to the exercise of market power from its existing suppliers, but that the new IPL will allow access to purchases from the larger New England market.

4. NB Power observed that the New England area experiences its peak electrical loads during summer months and can have surplus generation to sell in the winter. In contrast, New Brunswick, Nova Scotia and Québec systems experience their peak loads during winter months. Therefore, NB Power was of the view that the new IPL will increase the availability of additional generation sources to MCA utilities as well as Hydro-Québec, from the New England area, particularly in the event of system contingencies during load peaks, or during the winter.

5. NB Power indicated that it must make a decision whether to refurbish or retire its Point Lepreau nuclear generating facility when it reaches the end of its current operational life in 2006 or soon thereafter. NB Power stated that it will need access to the additional import capacity provided by the IPL either during the minimum 18 month period that Point Lepreau will be off-line for refurbishment, or during the period that it takes for new generation capacity to come on stream in the event the Point Lepreau facility is retired.

6. NB Power pointed to recent developments concerning the present and future availability of natural gas in the Maritime region. It indicated that a 400 MW gas-fired generation facility had been under consideration to meet future load requirements, but that the likelihood that such a unit will be built was presently in doubt, further necessitating the need for the second tie to meet the generation needs of the province during times of peak demand.

7. NB Power noted that the building of the new IPL could provide a cheaper alternative to utilities in northern Maine than the construction of new local sources of generation in that region.

Mr. Tucker, a local intervenor, was of the view that the Board should reject the application for the IPL. He noted that the proposed IPL will not provide enough import capacity to fully cover the 670 MW of generation capacity lost to NB Power when Point Lepreau is either refurbished or retired. Mr. Tucker was of the view that the risks facing New Brunswick electricity consumers are due to a lack of generation capability, particularly during winter months, and not transmission capacity as forwarded by NB Power. He noted that no evidence was placed on the record of any US power generator being interested in using the additional capacity of the applied-for IPL or committing to providing firm power over the line. He asserted that the security of adequate supply will not be guaranteed by construction of the applied-for IPL. He indicated his preference, as a concerned electricity consumer in New Brunswick, that NB Power should channel its financial resources into generating capacity instead of the IPL.

Mr. Tucker expressed concerns regarding the US portion of the IPL. He expressed doubt that the government or the residents of New Brunswick, as ultimate owners of NB Power, will support NB Power's direct involvement in the development of transmission assets in the US should this be required. He asserted that proper and complete examination of the overall line could not be made until all owner/operator agreements are in place and available for study by the Board and other interested parties.

Mr. Tucker further noted that the proposed route in the US had been denied approval and that required environmental approvals have been allowed to lapse. He pointed to statements made by the present US partner in the project, Emera Energy, identifying questions regarding "the extent to which the IPL could capture, on a contractual basis, incremental cross-border flows". He expressed the view that the continued uncertainty regarding fundamental aspects of the IPL creates a situation wherein there remain too many unknowns relative to the project.

NB Power acknowledged concerns that were raised about the ownership of the US portion of the IPL; its design and operation; its construction schedule; and the likelihood of it being permitted by US authorities. NB Power pointed to commitments it had received from Emera Corporation,

the present holder of the US rights to the IPL, that it will take steps to enable other developers to advance the project in the event that Emera did not wish to pursue the project. NB Power stated that if Emera did not proceed with the project its intention was to move the project forward in the US by either forming a subsidiary company or finding another business partner on the US side.

Views of the Board

The Board notes that no power line operators filed evidence indicating that the applied-for IPL would negatively affect their systems. The Board understands and accepts NB Power's assertions that the IPL will:

- Provide power system reliability improvements;
- Provide energy efficiency improvements in the form of lower transmission line losses;
- Increase export capability;
- Enable the direct import of power from the New England area;
- Allow 'firm' energy transactions between the MCA and the NEPOOL;
- Improve access to additional generation capacity in New England during the winter season or in the event of system contingencies; and
- Improve access to additional generation capacity in New England to assist in meeting system requirements arising out of the refurbishment or retirement of Point Lepreau.

At the hearing, Mr. Tucker asserted that NB Power lacks generation and not transmission capacity and that the financial resources it is now intending for the applied-for IPL should instead be directed towards generation capacity. However, this assertion is not supported by the record in this proceeding. Therefore, the Board makes no findings on the alternative suggested by Mr. Tucker.

Mr. Tucker also noted that the applied-for IPL will not provide enough import capacity for NB Power to cover the temporary loss or the retirement of Point Lepreau. The Board notes that nothing was placed onto the record which indicates that the applied-for IPL might impede NB Power's ability to secure any additional generation that it might require, in excess of available import capacity, during the period.

The Board continues to have concern about the US portion of the applied-for IPL and would include a condition in a certificate it could issue requiring NB Power to demonstrate to the Board's satisfaction that all US Federal and State regulatory approvals have been granted for the corresponding power line in the state of Maine prior to the construction of the applied-for IPL in New Brunswick.

Chapter 3

Design and Safety of the IPL

NB Power provided preliminary design information for the proposed IPL. NB Power advised that it will complete the final design of the IPL in early to mid-2005.

3.1 Basic Design of the IPL

The proposed IPL will be a three-phase 345 kV AC circuit built on tubular steel 'H'-frame structures using two bundled conductors per phase of 1192 MCM ACSR "Grackle" conductor. NB Power stated that the 'H'-frame structures selected for the IPL are more robust than the traditional steel towers used on its existing 345 kV lines. V-string insulator arrangements are proposed for center phase conductor bundles to reduce clearance requirements and structure widths. The IPL will be constructed within a 50 metre (m) wide right of way. The IPL will be built and operated at 345 kV which is the voltage of the facilities that it will connect to at both the Point Lepreau and Orrington stations. The IPL will be AC to provide additional synchronous connection between the MCA and the New England area of the NPCC.

The terrestrial route that the IPL will traverse is a near-coastal area and could result in the IPL being subjected to significant adverse weather conditions such as very strong winds or severe radial icing accompanied by strong winds at low temperatures. There are several terrain variations of note along the route, such as "Old Ridge", "Red Rock Ridge" and a hill near Angle Hub #6. NB Power engaged expert consultants to develop the transmission line loading cases that it will use to complete its final line design. These load cases were developed using historical weather data collected at stations at Moncton and Saint John, New Brunswick.

NB Power noted that line designs for most Canadian regions typically use a 50 year weather return period as specified in current CSA power line design standards. NB Power indicated that the new IPL will be of particular importance to its system and that they wanted a higher level of reliability from it. Accordingly, NB Power wanted to use more demanding load cases in the design of this IPL than it might use for its other similar transmission lines. NB Power provided consultant reports wherein the use of 100 year weather return period values with an overload factor of 1.35 was recommended. NB Power committed to following this recommendation, which the report states will effectively provide structures capable of withstanding 500 year return period loadings of the four load cases selected and reviewed.

Severe ice storms and the ability of power systems to survive these occurrences is of significant importance to the electric utility industry. NB Power advised that it is part of an international consortium of electric utilities and others involved in undertaking work on this challenge. NB Power stated its intention to incorporate any lessons learned from its participation in the consortium into its design of the proposed IPL.

Views of the Board

The Board has considered the information provided by NB Power and is of the view that it forms an adequate basis for the finalization of the IPL's design. The Board is also aware that accepted industry practice and applicable design standards for transmission lines evolve and change over time. As line design would not be complete until 2005 the Board is of the view that NB Power should design the IPL to the standards that would exist in 2005. The Board notes that NB Power has stated its willingness and intention to do so. Nevertheless, the Board would include conditions in a certificate it may issue in respect of these facilities which would require NB Power to design, construct and operate its facilities in accordance with the specifications, drawings, and other information or undertakings it has made in its application-related correspondence, and to design and construct the IPL to comply with the version of CAN/CSA C22.3 No. 1 Overhead Systems that is current in 2005.

The Board has also noted NB Power's election, pursuant to section 58.23, which would have the effect that the provisions of the Act referred to in section 58.27 would apply in respect of the proposed IPL, rather than the laws of the Province of New Brunswick. As a result, the Board finds it necessary to include a condition in a certificate it may issue in respect of these facilities which would provide for the ongoing regulation of the operation and maintenance of these facilities. In the event that NB Power does not have existing manuals, procedures and programs in place that address the items listed in the proposed condition, the Board would expect NB Power to draft or modify its new manuals, procedures and programs accordingly.

3.2 Electro-Magnetic Fields and Human Health

Two intervenors expressed concerns about the strength of electro-magnetic fields (EMFs) that the IPL will produce along its route. NB Power stated that magnetic field strengths associated with the IPL are related primarily to current loading and proximity. According to NB Power, the design of the IPL complies with electrical and mechanical engineering standards. They further stated that the goal of such standards is the assurance, as far as practically possible, of both a safe and efficient operation. NB Power noted that "Health Canada does not presently consider that guidelines are necessary as the scientific evidence is not strong enough to conclude that typical exposures cause health problems." However, NB Power provided figures indicating that calculated EMFs expected along the ROW of the proposed IPL were below guidelines for maximum exposure published by the International Commission on Non-Ionizing Radiation Protection (ICNIRP) which operates under the World Health Organization. NB Power stated that while the ICNIRP guidelines are based on acute and not chronic health effects, they are the most often quoted for the general public. NB Power also indicated that it had routed its IPL to avoid areas of residential development.

NB Power noted that it maintains membership on the Canadian Electricity Association's EMF Task Force and, by so doing, monitors the state of the science with respect to EMFs. Current information regarding EMFs is made available by NB Power to concerned customers upon request.

In its Notice of Intervention, the Saint John Citizens Coalition for Clean Air (Citizens Coalition) included the issue of the health risk of electro-magnetic fields. However, during final argument, Mr. Dalzell, on behalf of the Citizens Coalition, stated that the evidence on the record covered the Citizens Coalition's initial concerns and therefore there was no need for further clarification.

In his final argument, Mr. Tucker requested that NB Power take measures to reduce the levels of EMFs at the edge of the ROW below 66 milliGauss (mG) to "demonstrate a proactive approach to a concern widely held with the general public." He stated that "much literature accepts a value of approximately 4 mG as being acceptable" for EMF exposure.

Views of the Board

The Board notes that guidelines and standards for EMF exposures from electrical transmission lines have not been established in Canada, and accepts NB Power's use of the ICNIRP guidelines. The Board notes that no evidence was put on the record regarding the 4 mG value, nor were questions posed to NB Power's witness panels. The Board is satisfied with NB Power's assurances that the EMFs resulting from the operation of the IPL would not reach levels which could be considered to be harmful to public health. The Board is also satisfied that NB Power would continue to respond to concerned customer requests for information concerning EMFs.

The Board is of the view that NB Power has adequately addressed the EMF issue within the preliminary design of the proposed IPL and expects that it would continue to do so within the line's final design.

3.3 Audible Noise and Radio Interference

NB Power noted that there are no regulations in place regarding audible noise emissions emanating from transmission lines. It noted that some jurisdictions impose noise limits of between 45 and 60 dBA depending upon location and time of day. NB Power provided calculated values of the IPL's projected noise levels which were generally 45 dBA or below. NB Power also commented that the potential impact of this noise to the public had been reduced by routing of the IPL at locations affording minimal public exposure.

NB Power reported that it had experienced no radio interference (RI) problems attributable to its existing 345 kV lines and stated that it did not anticipate experiencing any such problems with the proposed IPL. NB Power indicated that it will conform to requirements of the *Radiocommunications Act* which require that it take baseline measurements of RI following energization of newly built transmission lines.

Views of the Board

The Board is satisfied with how NB Power has addressed the issues of radio interference and audible noise in its preliminary design of the IPL and expects that NB Power would continue to address them in a like manner when completing the IPL's final design in 2005.

Chapter 4

Public Consultation

4.1 Early Public Notification

The purpose of the Early Public Notification (EPN) program, which is required under the Board's Guidelines for Filing Requirements (GFR), is to inform the public about the project, to seek public input into the route selection, environmental assessment and socio-economic impact assessment, to identify issues and concerns of those potentially affected by the project and to resolve issues. NB Power indicated that it has been conducting its early Public Consultation Program (PCP) since February 2001.

The objective of NB Power's PCP is to:

- provide information and seek input from members of the general public and other interested parties on NB Power's route selection;
- identify, document and monitor issues and concerns arising from the public consultation process; and
- identify measures that will mitigate or resolve public issues.

NB Power identified several stakeholders to the project including directly affected landowners, federal, provincial and municipal government agencies, Aboriginal peoples, local businesses, environmental groups, community residents and adjacent landowners. NB Power conducted nine information sessions where residents were invited to attend by way of letters of invitation, faxes, radio ads, media advisories and community signage. These public information sessions were conducted in three New Brunswick communities (St. Stephen, Pennfield and Musquash). In addition, one-on-one stakeholder meetings were held. Other consultation techniques included the distribution of printed material/information sheets and maps, and the establishment of a toll-free project information telephone line.

NB Power stated that the PCP identified a number of issues, concerns and questions associated with the proposed IPL Project and provided NB Power and its environmental and socio-economic consultants with important information. This information was considered during the selection of the one km wide Preferred Corridor, the environmental and socio-economic assessment process and in the selection of the preliminary Preferred 50 m ROW.

NB Power committed to continuing its consultation with any individual or groups who may have an interest in the IPL Project.

Views of the Board

Based on the submissions of NB Power, the Board is satisfied that the requirements of the NEB's Guidelines for Filing Requirements, in respect

of Early Public Notification requirements, have been met for the IPL Project. The Board is satisfied that stakeholders and Aboriginal persons with possible interests in the IPL were provided with adequate notice of the Project and had sufficient information to clearly understand how the Project could affect them.

4.2 Aboriginal Peoples

In its Application, NB Power submitted that, since February 2001, it had identified and contacted a number of First Nations and Aboriginal groups in respect of the IPL. Specifically, NB Power met with or contacted representatives of the following organizations and communities:

- Big Cove First Nation Community
- Burnt Church First Nation Community
- Madawaska Maliseet First Nation Community
- Maliseet Advisory Committee on Archaeology
- MAWIW Tribal Council (MAWIW)
- New Brunswick Aboriginal Peoples Council (NB APC)
- Oromocto First Nation Community
- Tobique First Nation Community
- Union of New Brunswick Indians (UNBI)
- Wulastuk Grand Council

Based on discussions with these groups, it was noted that UNBI represents 13 bands and some 5,733 individuals while MAWIW represents three bands consisting of approximately 6,000 individuals. The NB APC represents some 3,500 individuals living off reserve. NB Power stated that the consultation program was undertaken to provide Aboriginal communities with the opportunity to voice their issues relating to the proposed IPL Project and to identify current use of lands and resources for traditional purposes as defined by the CEA Act.

The initial discussions focused on introducing the IPL Project and explaining the purpose of the consultation. During these discussions, it was suggested by the Aboriginal representatives that the Chiefs and community members be consulted to identify current use of lands and resources for traditional purposes.

Community meetings were held between November 2001 and January 2002 at the following locations: Madawaska Maliseet First Nation, Big Cove First Nation, Burnt Church First Nation and Tobique First Nation. Information concerning current use of lands and resources by Aboriginal persons was collected using a checklist at the meetings and during other meetings with Elders. NB Power also conducted an Aboriginal Traditional Use Plant survey along the ROW between 5 July and 2 October 2001. The results of the survey showed that no significant impacts will occur on traditionally/historically used plant species which may potentially be used by Aboriginal persons.

In order to facilitate ongoing communication both MAWIW and UNBI retained a Liaison Officer as part of a mutual support agreement with NB Power. The agreements provided financial assistance for the two Liaison Officers, as well as assistance for the Aboriginal groups in the review of environmental documents associated with the Project. NB Power also established an archaeological protocol which will identify First Nations' involvement if a significant heritage resource is located during clearing and construction activities.

Views of the Board

The Board notes that NB Power held numerous meetings with various Aboriginal communities that held an interest in the project and gathered information regarding their current use of the land and resources within the proposed IPL corridor. Moreover, NB Power conducted a study regarding the traditional/historical plant use showing that plant species which could potentially be used by Aboriginal persons would not be significantly impacted upon. The Board also notes that NB Power has established an archeological protocol in the event that significant heritage resources are located during construction activities.

The EH-2-2002 hearing held on 24 March 2003 offered another opportunity for Aboriginal peoples to express their concerns. While some letters of comment were filed and considered, the only Aboriginal group to appear at the hearing was the Union of New Brunswick Indians and its participation consisted of monitoring since it did not avail itself of its opportunity to cross-examine the Applicant nor did it elect to present final argument.

The Board is of the view that NB Power has taken care to ensure that it understands concerns Aboriginal peoples may have regarding the proposed IPL and that NB Power has meaningful measures and plans in place to address these concerns.

Chapter 5

Routing and Land Matters

5.1 Corridor Selection Process

NB Power stated that the proposed IPL will be 95.5 km long and will extend from the Point Lepreau terminal on the Bay of Fundy in New Brunswick, through the Counties of Saint John and Charlotte to a point on the international border between Canada and the US, near Woodland, Maine.

The study area used to locate the one km Preferred Corridor applied for by NB Power encompassed an area approximately 35 km wide by 90 km long. The general study area boundaries included Mount Pleasant, Big Kendron Lake and Lynnefield to the north; St. Stephen, Bartlett Mills, Second Falls and Point Lepreau to the south; Dipper Harbour and South Oromocto Lake to the east; and the St. Croix River to the west.

NB Power selected three corridor alternatives from within the general study area (i.e., the northern, central and southern corridors). The general criteria considered in the corridor routing exercise included environmental (both biophysical and socio-economic constraints), length, cost, market and engineering considerations. The southern corridor was identified by NB Power as the preferred corridor. It has the shortest total distance, resulting in less environmental disturbance and the lowest construction cost (Figure 5-1).

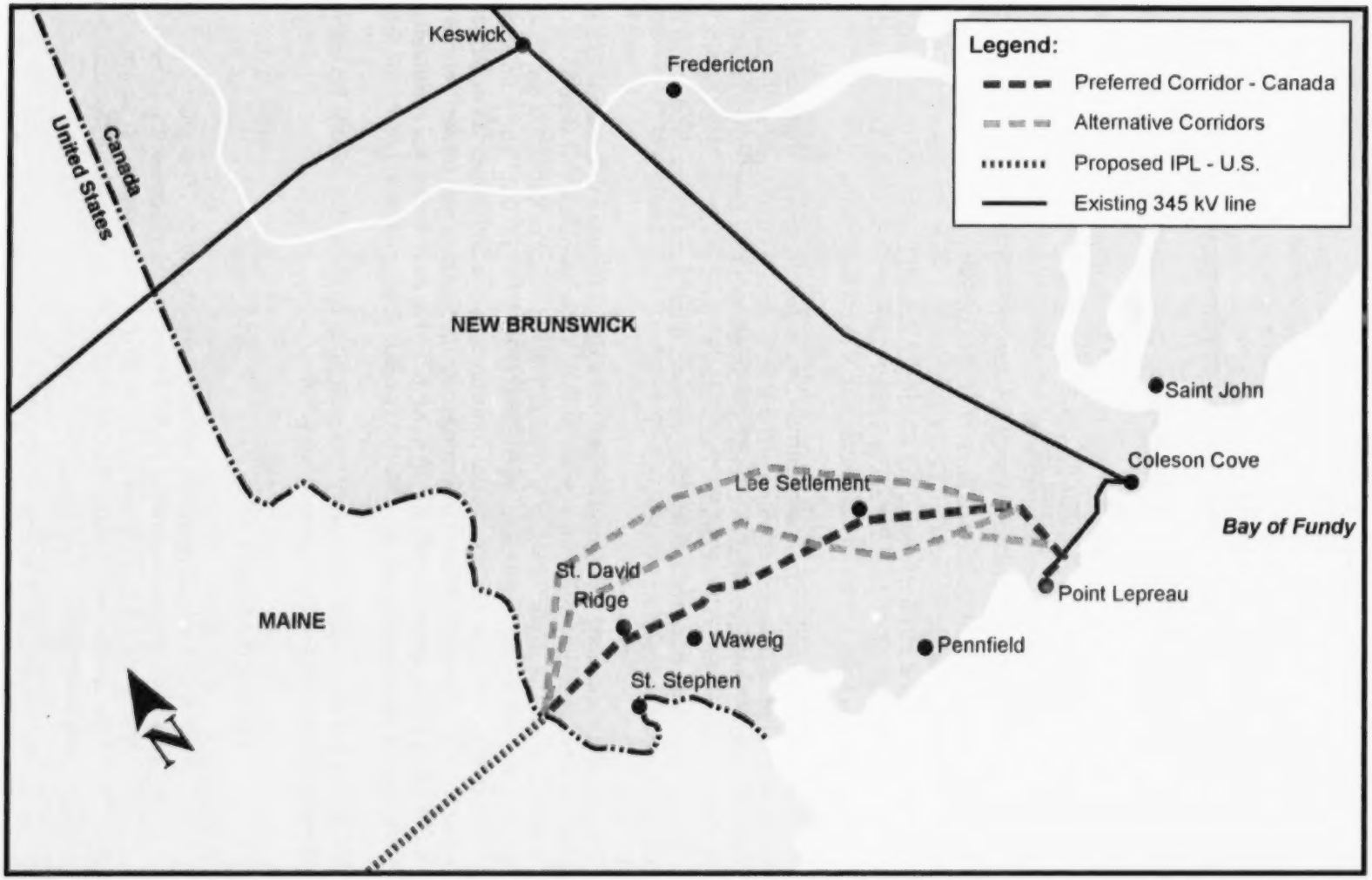
Two route modifications that extend beyond the width of the one km Preferred Corridor were identified during additional detailed investigations. These modifications were addressed in Section 2 of the Comprehensive Study Report. The first route modification was located between Rocky Lake and Bonny River (from approximately KP 28 to KP 48). The main issues addressed were two engineering and environmental constraints, camps and homes in Lee Settlement and a waterfall of high aesthetic value. The second route modification was located between Elmsville and Waweig (from approximately KP 56 to KP 62). The main issues and constraints addressed were a newly developed gravel pit, a blueberry field, some residential homes and farmland.

NB Power has identified a preliminary Preferred 50 m ROW within the one km corridor which it expects to finalize following regulatory approval.

Views of the Board

The Board considers the one km wide corridor and the 50 m route selection process undertaken by NB Power for the proposed IPL to be appropriate. It is the Board's view that NB Power's proposed one km wide corridor location and the Preferred ROW located within that corridor are acceptable.

Figure 5-1
Proposed Route



5.2 Land Requirements

The proposed IPL is approximately 95.5 km long. It will be located within approximately 14 km of existing ROW and 81.5 km of new ROW. The ownership of lands within the proposed one km IPL corridor is approximately 36 percent Crown and 64 percent private. The Preferred 50 m ROW route would traverse 5 percent NB Power land, 46 percent Crown and 49 percent private.

The ROW width was chosen by considering three main factors: the size of the structures; conductor swing-over; and tree falling distances. The proposed tubular steel H-Frame structures have a design height of 22 to 34 m. The average span length between structures is estimated to be 350 m and the minimum height from ground to conductor at low sag will be 9 m. The conductors of a power line are not rigid and will move. These movements can be calculated and the ROW must be wide enough to maintain safe electrical clearances between the conductors at all time. In addition, trees adjacent to the ROW are subject to falling and the ROW must be wide enough to ensure that falling trees do not contact the line conductors to avoid line outages. Based on these requirements, NB Power indicated that a 50 m wide ROW will be required.

Views of the Board

The Board has considered the potential impacts of the construction of the IPL on affected landowners, including the amount of land required for easements. The Board finds that NB Power's anticipated requirements for easements are reasonable and justified in this application.

5.3 Land Acquisition Process

NB Power filed sample land acquisition documents to demonstrate compliance with sections 86 and 87 of the Act.

To ensure commitments made to landowners and stakeholders during the land negotiation and acquisition process are identified and carried out, NB Power will use two complementary methods. The first method is a Line List Report that details and tracks commitments made to landowners. This report will be included in the IPL construction contract. The second is the Commitment Management System that NB Power has developed to track issues relating to the IPL Project.

Views of the Board

The Board has considered NB Power's land acquisition documents and finds that they are in compliance with the requirements of sections 86 and 87 of the Act. Moreover, the Board is satisfied with the acquisition process proposed by NB Power.

Chapter 6

Environment and Socio-Economic Matters

6.1 Environmental Matters

NB Power completed a CSR for the Project in order to satisfy the requirements of the CEA Act and to satisfy its responsibilities pursuant to section 58.16 of the NEB Act relating to environmental and socio-economic matters. The CSR considered comments from the public, as well as advice from DFO, EC, the Agency and Provincial regulatory authorities. The CSR described the Project, the environmental assessment process, the potential environmental effects, the mitigative measures and the criteria used in evaluating the significance of the environmental effects. The CSR concluded that the project is unlikely to cause significant adverse residual environmental effects.

The Board and DFO forwarded the completed CSR to the Agency on 20 September 2002 at which time the Agency facilitated a public comment process on the CSR ending 31 October 2002. Following the comment process the Board and DFO confirmed to the agency their view that the CSR was complete. Having taken into consideration the CSR, public comments filed pursuant to subsection 22(2) of the CEA Act and the Agency's recommendations, the federal Minister of the Environment concluded that the IPL Project, as described with mitigation, is not likely to cause significant adverse environmental effects and that public concerns do not warrant further environmental assessment by a review panel or mediator. As a result, the Minister of the Environment referred NB Power's application back to the Board and DFO for action under section 37 of the CEA Act.

As part of the hearing record, NB Power filed a Project Specific Environmental Protection Plan (EPP) outlining the specific actions NB Power will take to address environmental issues identified for the project. The EPP proposed a construction period commencing in the winter of 2005 and ending in the fall of 2006, a delay of two years from the original schedule outlined in the CSR. NB Power also made commitments to confirm baseline information for a number of site-specific factors, the majority of which were completed at the time of the hearing.

NB Power's CSR includes further commitments to design and implement monitoring and follow-up programs including:

- pre-construction monitoring to confirm baseline information;
- compliance monitoring to ensure the project is carried out in compliance with NB Power's approved commitments; and
- environmental effects monitoring to confirm the accuracy of prediction and the effectiveness of mitigative measures, as required for CSR projects pursuant to subsection 38(1) of the CEA Act.

Views of the Board

Following the CSR process and in the event that the Board approves NB Power's proposed application, the Board has further responsibilities which include:

- ensuring that any mitigation measures referred to in supporting its conclusions on the CSR are implemented pursuant to section 37(2) of the CEA Act and section 58.16 of the NEB Act; and
- designing and implementing a follow-up program pursuant to subsection 38(1) of the CEA Act.

To address these responsibilities the Board proposed a number of conditions at the hearing. These conditions related to:

1. Compliance with all commitments made;
2. The appropriate level and timing for confirming and updating baseline information prior to construction;
3. Updating the associated environmental protection plan prior to construction;
4. Reporting on compliance monitoring; and
5. Designing, implementing and reporting on, a follow-up program pursuant to subsection 38(1) of the CEA Act.

The Board notes that the construction schedule found in the EPP shows a delay in the construction schedule outlined in the CSR of two years. The Board is of the view that the baseline information should be updated for any construction commencing in 2005 or later. This requirement would ensure that changes to the environment which may have occurred in the intervening period between the original surveys and the actual start date are current and issues remain appropriately addressed.

Environmental issues that were not discussed in the environmental assessment of a project may arise during construction. These issues may result in public concern or an on-going requirement for remediation. Therefore, the Board would include a condition requiring that, following construction, the status of all environmental issues be reported to the Board until these issues are resolved to the Board's satisfaction.

The Board notes that the Agency's operational Policy Statement: "Follow-up Programs under the Canadian Environmental Assessment Act (October 2002)" indicates that "new or unproven techniques and

technology" should be considered as a factor that would trigger the need for a follow-up program. The Board also notes that access management strategies continue to evolve within the industry and bird diversion devices constitute a relatively new technology. For this reason, the Board is of the view that NB Power should report on the success of these mitigative strategies to increase industry's knowledge level and to make recommendations on appropriate industry practice.

The Board considered the CSR and all evidence on the record. The Board is of the view that, with the implementation of NB Power's proposed mitigative measures and Board-imposed conditions, the Project is not likely to cause significant adverse environmental effects.

6.2 Socio-Economic Matters

NB Power submitted that the main socio-economic effects resulting from the IPL Project will be to generate positive employment and subcontracting benefits and that Project construction will have a beneficial effect on the local economy. NB Power stated that local and regional benefits of the IPL Project will include the purchase or procurement of; food and lodging, hardware, fuel, vehicle maintenance, equipment and vehicle rentals, flagging services, communication costs, local labour, storage rentals and security services.

NB Power indicated that it will advise local businesses and labour unions well in advance of the awarding of the contract for the construction of the IPL. In addition, NB Power committed to emphasizing any requirements for the purchase of material and services and the employment of local residents in its tender documents for construction and maintenance of the IPL. NB Power noted that the ROW survey and clearing work will be carried out by NB Power using a combination of NB Power employees and local contractors. NB Power stated that there are numerous qualified personnel in New Brunswick to conduct this work.

NB Power anticipates clearing of the ROW will require 27 contract employees and three NB Power employees; surveying will require 28 casual employees and three NB Power employees; and line construction will require 80 contract personnel (at peak activity). The expected personnel requirement for operation and maintenance of the IPL includes a total of 282 person days/year for vegetation maintenance, ground patrol, air patrol and general maintenance.

Mr. Beaver Paul, President and CEO of the Tobique Economic Development Corporation (TEDC) indicated in a letter of comment to the NEB dated 17 March 2003 that NB Power lacked a definitive inclusion policy for Aboriginal people to benefit in potential socio-economic benefits of its capital and operational programs. In reply to the TEDC's letter of comment, NB Power stated that "there will be a reasonable opportunity for First Nations to participate in the benefits of the project during the tendering process."

At the hearing, NB Power indicated that it is an equal opportunity employer and welcomes Aboriginal groups to submit tenders for the IPL Project. NB Power committed to continue to communicate with Aboriginal groups prior to issuing the tenders for the IPL and provide information on how they can bid on the tenders. NB Power has a vendor registration database

that is used to pre-qualify companies for future tenders. In response to an undertaking at the hearing, NB Power indicated that although the TEDC is not listed as a vendor on its current database, the Tobique Maliseet Indian Band is listed.

NB Power also submitted at the hearing that they are bound by the *Crown Construction Act* and the *Public Purchasing Act*, which clearly outline the methodologies to be used in tendering and the evaluation of tenders.

Views of the Board

The Board concurs with NB Power's statement that construction of the IPL Project will have a beneficial effect on the local economy. The Board is also satisfied with NB Power's intentions to maximize local and regional economic benefits by encouraging its contractors to use local resources as they are available for clearing, surveying and construction of the IPL.

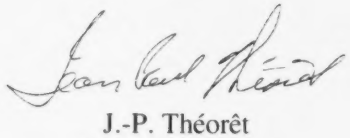
With regard to Aboriginal economic participation in the IPL Project, the Board accepts NB Power's commitment to contact Aboriginal communities prior to clearing and construction tenders being issued.

Chapter 7

Disposition

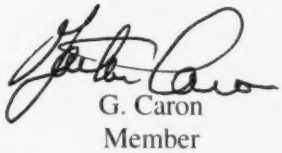
The foregoing chapters constitute our Decision and Reasons for Decision in respect of the application heard before the Board in the EH-2-2002 proceeding.

The Board is satisfied from the evidence that the proposed international power line is and will be required by the present and future public convenience and necessity. The Board approves NB Power's application made pursuant to section 58.16 and 58.23 of the NEB Act for a new 345 kV IPL and will, subject to approval of the Governor in Council, issue a certificate of public convenience and necessity subject to the conditions set out in Appendix II.



J.-P. Théorêt
Presiding Member

K.W. Vollman
Member



G. Caron
Member

May 2003
Calgary Alberta

Appendix I

List of Issues

The Directions on Procedure identified the following list of issues for discussion in the EH-2-2002 proceeding:

1. The need for the proposed facilities.

2. The appropriateness of the design of the proposed facilities.

3. The safety of the design and operation of the proposed facilities.

4. The potential environmental and socio-economic effects of the proposed facilities.

5. The appropriateness of the route selection, land requirements and land rights acquisition process.

6. The appropriate terms and conditions to be included in any approval that may be granted.

Appendix II

Certificate Conditions

1. The International Power Line to be constructed and operated pursuant to this certificate (the Power Line) shall be owned and operated by New Brunswick Power Corporation (NB Power).

2. The Power Line shall be operated at its nominal design voltage level of 345 kV.

3. NB Power shall cause the Power Line to be designed, manufactured, located within the one kilometre corridor, constructed, installed and operated in accordance with those specifications, drawings, and other information or undertakings set forth in its application and related correspondence.

4. NB Power shall design and construct the Power Line to comply with the most current version of CAN/CSA C22.3 No. 1 Overhead Systems.

5. NB Power shall comply with all of the conditions contained in this certificate unless the Board otherwise directs.

6. Prior to scheduling or providing transmission service to any Party intending or proposing to export electricity from Canada over the Power Line, NB Power shall ensure that the Party obtains all requisite export permits or licences authorizing any such exportation.

Prior to Construction

7. Prior to construction, NB Power shall demonstrate to the Board's satisfaction that all US Federal and State regulatory approvals have been granted for the corresponding power line in the state of Maine.

8. In the event that construction commences after the year 2005, NB Power shall file with the Board for approval, 6 months prior to the start of field construction, a report outlining:

   a) a review of any baseline information for key parameters (e.g. changes in land use, species at risk, raptors, deer wintering areas) which could potentially have changed since the date of approval, based on field assessment during the most appropriate season;

   b) any changes to the project which are considered necessary as a result of changed circumstances or new accepted industry practices; and

   c) any changes to NB Power's mitigative strategy that are considered necessary to address any new circumstances identified in items (a) or (b).

9. NB Power shall file with the Board for approval, no later than sixty (60) days prior to the start of field construction, an update of its project-specific Environmental Protection Plan (EPP) for the Power Line incorporating any updates required pursuant to Condition 8 and a reclamation plan which includes a description of the measurable desired end results to which NB Power intends to reclaim and maintain the right-of-way once the construction has been completed.

10. NB Power shall file with the Board for approval, no later than sixty (60) days prior to the start of field construction, the environmental effects monitoring and follow-up program, as required under the *Canadian Environmental Assessment Act*. The program shall verify the accuracy of the environmental assessment predictions and/or effectiveness of the mitigation for those parameters outlined under NB Power's Environmental Effects Monitoring Section of the Comprehensive Study Report (CSR). Further, the program shall monitor the effectiveness of the proposed mitigation for:

    a) bird diversion devices; and

    b) the access management program as outlined in section 6.5.3 of the CSR.

    Copies of all correspondence demonstrating consultation with Environment Canada in developing the program shall be included in the submission to the NEB. This follow-up program shall include a schedule for the submission of reports.

11. At least sixty (60) days prior to the commencement of construction, NB Power shall submit for Board approval, a quality assurance and compliance program which will outline, in mandatory terms, the policies and procedures NB Power will implement to ensure the Power Line is designed and constructed in conformance with these conditions of approval, company designs and specifications and undertakings set forth in its application or otherwise adduced in evidence before the Board in the EH-2-2002 proceeding. The program should include but not be limited to:

    a) a process or procedure to identify all conditions of approval, company designs and specifications and undertakings set forth in its application or otherwise adduced in evidence that will be subject to the program;

    b) the policies, processes and procedures that will be in place to achieve the program;

    c) the name of the person responsible for each aspect of the program;

    d) the name(s) of the person(s) authorized to stop work should it be in non-conformance with the program;

    e) the qualifications of the person(s) authorized to stop work;

    f) a process or procedure to identify and implement corrective action before recommencing work;

g) a process or procedure to evaluate the effectiveness of the corrective actions taken; and

h) methods by which adherence to the policies, processes and procedures will be monitored, measured, documented and reported to NB Power's management.

12. NB Power shall file with the Board, at least sixty (60) days prior to the commencement of construction activities:

a) NB Power's construction manual for the Power Line, or that of its construction contractor, or both.

b) If contractors are used, NB Power's acceptance of those contractors' construction manuals and health and safety programs.

c) An outline of NB Power's and/or its contractor's training program for the construction safety manual.

Prior to Operation

13. At least sixty (60) days prior to operation of the Power Line, NB Power shall submit a list of the manuals, procedures and programs that it will implement on the 345 kV Power Line which pertain to:

a) the ongoing physical facility maintenance and monitoring requirements and plans for the Power Line;

b) a public awareness program that:

i) keeps the public apprised and aware of ongoing hazards associated with the Power Line; and

ii) provides contact numbers for the public to report issues and concerns;

c) an emergency response and incident management program;

d) vegetation/weed control plans and procedures for the Power Line's right of way;

e) training requirements for personnel implementing these manuals, procedures and programs;

f) a requirement that NB Power conduct documented audits of its records and inspections of the Power Line's facilities and right of way to confirm NB Power's conformance to the requirements of the manuals, procedures and programs; and

g) a requirement that the manuals, procedures and programs be reviewed and updated as appropriate to ensure that these remain current with regulatory requirements and accepted industry practice.

These manuals, programs and procedures shall be made available for Board review and audit.

During Operation

14. NB Power shall retain adequate and appropriate records of operation and maintenance activities for the Board's review should the Board elect to audit these activities.

15. Within thirty (30) days of the date that the approved facilities are placed in service NB Power shall file with the Board a confirmation, by an officer of the company, that the approved facilities were completed and constructed in compliance with all applicable conditions in this certificate. If compliance with any of these conditions cannot be confirmed, the officer of the company shall file with the Board details as to why compliance cannot be confirmed.

16. NB Power shall file with the Board, on or before the 31 January that follows each of the first, second, and third complete growing seasons following construction or as otherwise directed by the Board, a report which describes:

    a) the environmental issues which arose during construction;

    b) whether the environmental issues identified on the right of way are resolved or unresolved;

    c) an assessment of whether NB Power has achieved its desired end results for reclamation; and

    d) the measures NB Power proposes to take to address the unresolved issues.

17. NB Power shall file with the Board, based on the schedule referred to in Condition 10, the report(s) outlining the results of the follow-up program.

Expiration of Certificate

18. Unless the Board otherwise directs prior to 31 December 2006, this certificate shall expire on 31 December 2006 unless the construction of the applied-for facilities has commenced by that date.

Canada

Office national de l'énergie

National Energy Board

Motifs de décision

Société d'énergie du Nouveau-Brunswick

EH-2-2002

Mai 2003

Installations

Office national de l'énergie

Motifs de décision

Relativement à

Société d'énergie du Nouveau-Brunswick

Demande en date du 31 mai 2001, modifiée le 26 juillet 2002, concernant une ligne internationale de transport d'électricité

EH-2-2002

Mai 2003

© Sa Majesté la Reine du Chef du Canada 2003
représentée par l'Office national de l'énergie

N° de cat. NE22-1/2003-3F
ISBN 0-662-88711-5

Ce rapport est publié séparément dans les deux langues officielles.

Demandes d'exemplaires :
Bureau des publications
Office national de l'énergie
444, Septième Avenue S.-O.
Calgary (Alberta) T2P 0X8
Courrier électronique : publications@neb-one.gc.ca
Télécopieur : (403) 292-5503
Téléphone : (403) 299-3562
1-800-899-1265

Des exemplaires sont également disponibles à la bibliothèque de l'Office
(rez-de-chaussée)

Imprimé au Canada

© Her Majesty the Queen in Right of Canada 2003 as represented by the National Energy Board

Cat No. NE22-1/2003-3E
ISBN 0662-33859-6

This report is published separately in both official languages.

Copies are available on request from:
The Publications Office
National Energy Board
444 Seventh Avenue S.W.
Calgary, Alberta, T2P 0X8
E-Mail: publications@neb-one.gc.ca
Fax: (403) 292-5503
Phone: (403) 299-3562
1-800-899-1265

For pick-up at the NEB office:
Library
Ground Floor

Printed in Canada

Table des matières

Liste des figures i
Liste des annexes i
Abréviations ii
Exposé et comparutions iv

1. Introduction 1
1.1 Contexte 1
1.2 Description du projet 2

2. Nécessité des installations 4
2.1 Installations actuelles 4
2.2 Justification de la deuxième interconnexion 5

3. Conception et sécurité de la LIT 9
3.1 Conception technique générale de la LIT 9
3.2 Champs électromagnétiques et effets sur la santé 10
3.3 Bruit audible et brouillage radioélectrique 12

4. Consultation publique 13
4.1 Préavis public 13
4.2 Populations autochtones 14

5. Choix du tracé et questions foncières 16
5.1 Processus de sélection du corridor 16
5.2 Besoins en terrains 18
5.3 Processus d'acquisition de terrains 18

6. Questions environnementales et socio-économiques 20
6.1 Questions environnementales 20
6.2 Questions socio-économiques 22

7. Dispositif 24

Liste des figures

1-1 Lignes de transport à 345 kV d'Énergie NB et LIT proposée 3
5-1 Tracé proposé 17

Liste des annexes

I. Liste des questions 25
II. Conditions liées au certificat 26

Abréviations

10^3MC	millier de mils circulaires
Agence	Agence canadienne d'évaluation environnementale
BK	borne kilométrique
BR	brouillage radioélectrique
CA	courant alternatif
CCHT	courant continu à haute tension
CEM	champ électromagnétique
certificat	certificat d'utilité publique
CIPRNI	Commission internationale de protection contre les rayonnements non ionisants
CPA NB	Conseil des peuples autochtones du Nouveau-Brunswick
CSA	Association canadienne de normalisation
dBA	décibel (pondéré en gamme A)
Directives	Directives concernant les exigences de dépôt
EC	Environnement Canada
Emera	Emera Energy Inc.
Énergie NB ou demandeur	Société d'énergie du Nouveau-Brunswick
É.-U.	États-Unis d'Amérique
HQ	Hydro-Québec
km	kilomètre
kV	kilovolt
kV/m	kilovolts par mètre
LCÉE	*Loi canadienne sur l'évaluation environnementale*
ligne	ligne de transport d'électricité
LIT	ligne internationale de transport
Loi ou Loi sur l'ONÉ	*Loi sur l'Office national de l'énergie*

m	mètre
MAWIW	Conseil tribal MAWIW
MEPCO	Maine Electric Power Company
mG	milliGauss
ministre	ministre des Ressources naturelles
MPO	ministère des Pêches et des Océans
MW	mégawatt (mille kilowatts; un million de watts)
NEPOOL	New England Power Pool
NERC	Conseil de fiabilité des réseaux électriques de l'Amérique du Nord
norme de la CSA	norme CAN/CSA-C22.3 n° 1, *Réseaux aériens*, de l'Association canadienne de normalisation
NPCC	Northeast Power Coordinating Council
Office ou ONÉ	Office national de l'énergie
PCP	programme de consultation publique
PP	préavis public
RÉA	rapport d'étude approfondie
Saint John Citizens Coalition for clean air	Coalition des citoyens
SDÉT	Société de développement économique de Tobique
UINB	Union des Indiens du Nouveau-Brunswick
ZCM	zone de contrôle des Maritimes

Exposé et comparutions

RELATIVEMENT À la *Loi sur l'Office national de l'énergie* (la Loi) et à ses règlements d'application;

RELATIVEMENT À une demande en date du 31 mai 2001, modifiée le 26 juillet 2002, que la Société d'énergie du Nouveau-Brunswick (Énergie NB) a présentée pour solliciter un certificat d'utilité publique (certificat) l'autorisant à construire et à exploiter une ligne internationale de transport d'électricité;

CONFORMÉMENT À l'ordonnance d'audience EH-2-2002, datée du 6 décembre 2002;

ENTENDUE à Saint-Jean (Nouveau-Brunswick), le 24 mars 2003,

DEVANT :

J.-P. Théorêt	membre présidant l'audience
K.W. Vollman	membre
G. Caron	membre

COMPARUTIONS :

I. Blue A. Hamilton	Société d'énergie du Nouveau-Brunswick
G. Dalzell	Saint John Citizens Coalition for Clean Air
N. Getty R. Perley	Union des Indiens du Nouveau-Brunswick
J. Feron S. Fraser	Emera Energy Inc.
D. Tucker	En son propre nom
I. Blue A. Hamilton	Province du Nouveau-Brunswick
C. Beauchemin D. Saumure	Avocats de l'Office national de l'énergie

Chapitre 1

Introduction

1.1 Contexte

Le 31 mai 2001, la Société d'énergie du Nouveau-Brunswick (Énergie NB ou le demandeur) a présenté une demande à l'Office national de l'énergie (l'Office), en vertu des articles 58.16 et 58.23 de la partie III.1 de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* (la Loi), pour solliciter un certificat d'utilité publique l'autorisant à construire et à exploiter une ligne internationale de transport d'électricité (LIT) à 345 kilovolts (kV). En conséquence, les dispositions mentionnées à l'article 58.27 de la Loi, plutôt que les lois de la province du Nouveau-Brunswick, s'appliqueraient à la LIT proposée. Énergie NB a présenté subséquemment une version modifiée de sa demande, le 26 juillet 2002.

Avant de déposer sa demande, Énergie NB a présenté à l'Office, le 19 avril 2001, une requête préliminaire visant la partie de la LIT à 345 kV qui serait construite au Canada, laquelle s'étendrait de la Pointe Lepreau, au Nouveau-Brunswick, à Orrington, dans le Maine. Conformément à la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale* (LCÉE), l'Office a mis en branle le processus d'évaluation environnementale le 4 mai 2001 avec l'envoi de la lettre prévue à l'article 5 du *Règlement sur la coordination par les autorités fédérales des procédures et des exigences en matière d'évaluation environnementale*. La lettre du 4 mai précisait également que, si une demande était présentée à l'égard de la LIT proposée, il faudrait qu'un rapport d'étude approfondie (RÉA) soit établi en vertu de la LCÉE, parce que la LIT aurait une tension de 345 kV et nécessiterait l'aménagement d'une nouvelle emprise sur plus de 75 kilomètres (km). L'Office a également sollicité les avis des autorités fédérales qui avaient exprimé un intérêt pour le projet.

En tant qu'autorités responsables pour le projet, l'Office et le ministère des Pêches et des Océans (MPO), en consultation avec l'Agence canadienne d'évaluation environnementale (Agence), ont arrêté une démarche pour la préparation du RÉA et avisé Énergie NB, le 16 août 2001, qu'il lui incomberait, à titre de promoteur du projet, d'effectuer une étude approfondie et de préparer le RÉA exigé suivant l'article 17 de la LCÉE. Énergie NB, le MPO et le personnel de l'Office ont mené le processus d'évaluation environnementale. Environnement Canada (EC) et l'Agence y ont également participé en fournissant des conseils spécialisés à titre d'autorités fédérales. Il est traité plus en détail du RÉA au chapitre 6 des présents motifs de décision.

L'Office a établi un processus pour examiner la demande modifiée d'Énergie NB et a publié l'ordonnance d'audience EH-2-2002 le 6 décembre 2002.

Énergie NB a fait paraître des avis de l'audience dans la Gazette du Canada, le Globe and Mail et le National Post (Financial Post), de même que dans les journaux suivants du Nouveau-Brunswick : Telegraph Journal (Saint-Jean), Daily Gleaner (Fredericton), Times & Transcript

(Moncton), Saint John Times Globe, St. Croix Courier (St. Stephen) et L'Acadie Nouvelle (Caraquet).

Le 24 mars 2003, l'Office a tenu une audience orale publique pour examiner la demande modifiée d'Énergie NB, à Saint-Jean (Nouveau-Brunswick).

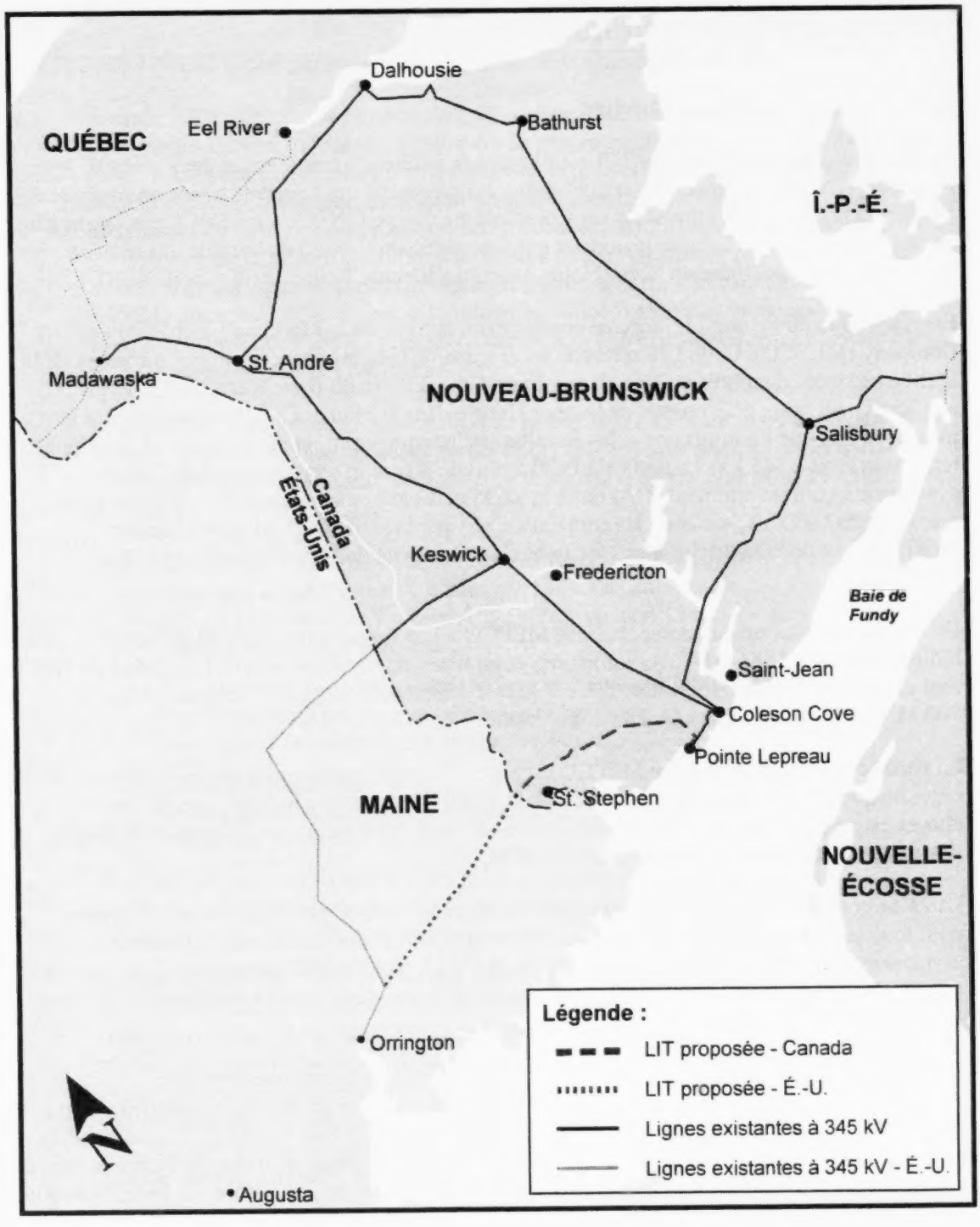
1.2 Description du projet

La LIT proposée est une ligne de transport d'électricité de 95,5 km de longueur, ayant une tension de 345 kV, qui s'étendrait de la péninsule de Pointe Lepreau, dans la baie de Fundy au Nouveau-Brunswick, à un point situé près de Woodland (Maine) sur la frontière canado-américaine, en passant par les comtés de Saint John et de Charlotte (figure 1-1). Le coût estimatif de la LIT s'élève à 43 millions de dollars.

À l'origine, la LIT était censée se raccorder à une nouvelle ligne de transport à 345 kV, située entre la frontière canado-américaine et Orrington (Maine), qui aurait appartenu à Bangor Hydro. Or, cette société avait été achetée par Emera Energy Inc. (Emera), qui n'était pas certaine si elle irait de l'avant avec le projet. Énergie NB estimait néanmoins que la LIT proposée, si elle était approuvée, contribuerait grandement à ouvrir le marché de l'électricité du Nouveau-Brunswick et qu'Emera ou d'autres sociétés seraient peut-être intéressées à la compléter.

Telle qu'énoncée, la raison d'être de la LIT est d'améliorer la fiabilité et l'efficacité du réseau d'électricité régional et l'accès au marché.

Figure 1-1
Lignes de transport d'électricité à 345 kV d'Énergie NB et LIT proposée



Chapitre 2

Nécessité des installations

2.1 Installations actuelles

Le réseau d'électricité d'Énergie NB est l'un des trois réseaux canadiens et deux réseaux américains (Nord du Maine) de services publics d'électricité qui forment la zone de contrôle des Maritimes (ZCM) du Northeast Power Coordinating Council (NPCC). Le NPCC est, quant à lui, un des dix conseils de fiabilité régionaux qui font partie du Conseil de fiabilité des réseaux électriques de l'Amérique du Nord (North American Electric Reliability Council, NERC).

Énergie NB exploite une LIT appelée couramment la ligne de la Maritime Electric Power Company (MEPCO). Cette LIT raccorde les réseaux de tous les services publics membres de la ZCM à ceux des membres du NERC, aux États-Unis. Elle va du poste Keswick d'Énergie NB, au Canada, au poste d'Orrington de Bangor Hydro, dans le Maine. La LIT est exploitée à la même tension que l'équipement et les installations auxquels elle est raccordée à ses deux points terminaux, soit à 345 kV. La ligne MEPCO a plus de 30 ans et constitue la seule liaison synchrone à courant alternatif (CA) entre la ZCM et les autres services publics d'électricité membres du NPCC. C'est aussi la seule liaison CA par laquelle la ZCM peut échanger physiquement de l'électricité avec le marché de l'électricité du New England Power Pool (NEPOOL).

En tant qu'installation autonome, la ligne MEPCO a une capacité physique de transport bidirectionnel de 1 000 MW. Toutefois, des contraintes de réseau au sein de la ZCM et du NPCC font obstacle à sa pleine utilisation : sa capacité d'exportation aux États-Unis est limitée à 700 MW et il n'y a aucune capacité d'importation.

La partie canadienne de la ligne MEPCO est faite de conducteurs de plus petites dimension et capacité que ceux de la partie américaine de la ligne. Énergie NB a indiqué que cet état des choses est en partie responsable des contraintes de capacité actuelles sur la ligne, et explique notamment l'incapacité d'importer dans la ZCM.

La ZCM comporte aussi deux interconnexions avec Hydro-Québec (HQ). Toutefois, comme pour tous les réseaux qui s'interconnectent avec celui d'HQ, il s'agit d'interconnexions asynchrones à courant continu à haute tension (CCHT), plutôt que d'interconnexions CA. Ces liaisons font également partie du réseau d'Énergie NB, une étant située à Eel River et l'autre à Madawaska, au Nouveau-Brunswick.

La nouvelle LIT qu'Énergie NB propose dans sa demande fournirait une deuxième interconnexion physique entre son propre réseau et celui de Bangor Hydro, et constituerait par le fait même une deuxième liaison entre la ZCM et les réseaux du Sud du NPCC. Tout comme la LIT en place, la nouvelle ligne aurait une capacité physique initiale de transport bidirectionnel de 1 000 MW et elle serait conçue pour fonctionner à une tension de 345 kV, ce qui serait sa tension

de service. Cependant, la nouvelle LIT serait construite à l'aide de conducteurs de diamètre uniforme et de plus grande capacité que ceux de la ligne MEPCO.

2.2 Justification de la deuxième interconnexion

Énergie NB a avancé sept arguments en faveur de la deuxième interconnexion.

1. Énergie NB a affirmé que la nouvelle LIT – en tant que deuxième connexion synchrone CA entre la ZCM et le Maine – rehaussera sa propre capacité, et celle de la ZCM, de réagir à une perte en première contingence sur la nouvelle LIT ou la ligne MEPCO existante. Plus précisément, l'exploitation simultanée des deux lignes fournira un soutien additionnel de faible tension dans le Sud du Nouveau-Brunswick et préviendra l'« ilôtage » de la ZCM (interruption de la connexion synchrone) par rapport au Maine et au NPCC si une perte en première contingence survient sur l'une ou l'autre des deux LIT. Ainsi, la nouvelle LIT accroîtra la fiabilité de l'alimentation électrique au Nouveau-Brunswick ainsi que dans les régions canadiennes et américaines voisines faisant partie de la zone de contrôle des Maritimes.

2. Énergie NB a soutenu que l'exploitation de la nouvelle LIT, surtout en simultanéité avec la ligne MEPCO, réduira les pertes de transport lors des importations d'électricité en provenance du Maine ou des exportations à destination de cet État, pour les trois raisons suivantes :

   - Dans le cas de la nouvelle LIT, le chemin physique entre le principal centre de charge d'Énergie NB – les centrales de Pointe Lepreau et de Coleson Cove – et le poste d'Orrington de Bangor Hydro sera plus court;
   - Tout transfert d'énergie entre Orrington et Énergie NB pourra être divisé en deux chemins électriques, au lieu d'en suivre un seul, quand les deux lignes sont utilisées;
   - La nouvelle LIT aura de plus gros conducteurs et donc subira moins de pertes par unité d'électricité transportée que la ligne MEPCO.

   Pour illustrer ce point, Énergie NB a indiqué qu'elle s'attendait à ce que les pertes en ligne soient réduites de 28 MW pour un débit à l'exportation de 700 MW, une fois la nouvelle LIT en place.

3. Énergie NB a affirmé que la nouvelle LIT améliorera l'accès au marché entre NPCC/NEPOOL et la zone de contrôle des Maritimes. Selon Énergie NB, la LIT permettra d'accroître de 300 MW la capacité de transfert à l'exportation entre son propre réseau et le poste d'Orrington de Bangor Hydro, laquelle passera à 1 000 MW, et ces exportations pourront maintenant être de type « garantie », plutôt qu'« interruptible » comme c'est le cas actuellement. Énergie NB a aussi indiqué que, pour la première fois, il sera possible d'importer de l'énergie dans la ZCM via Orrington, soit jusqu'à concurrence de 400 MW, lesquelles importations pourront également être de type « garantie ». Énergie NB a souligné que les consommateurs d'électricité dans la ZCM

peuvent être à la merci de l'emprise sur le marché des fournisseurs actuels, et que la nouvelle LIT leur donnera la possibilité d'acheter de l'électricité sur le vaste marché de la Nouvelle-Angleterre.

4. Énergie NB a fait observer que la région de la Nouvelle-Angleterre enregistre ses charges de pointe durant les mois d'été et peut avoir un excédent de production à vendre en hiver. L'inverse se produit dans les réseaux du Nouveau-Brunswick, de la Nouvelle-Écosse et du Québec, qui ont leurs charges de pointe pendant l'hiver. Par conséquent, Énergie NB estimait que la nouvelle LIT contribuerait à mettre des sources de production additionnelles de la Nouvelle-Angleterre à la disposition des services publics d'électricité de la ZCM, et d'Hydro-Québec, surtout si un incident survient sur le réseau en période de pointe, ou durant l'hiver.

5. Énergie NB a indiqué qu'elle devra décider soit de remettre à neuf soit de réformer sa centrale nucléaire de Pointe Lepreau quand celle-ci atteindra la fin de sa durée utile, en 2006 ou peu après. Elle a souligné qu'elle aura besoin de la capacité d'importation additionnelle offerte par la LIT durant la période minimum de 18 mois que durerait la remise à neuf de la centrale de Pointe Lepreau ou pendant le temps qu'il faudrait pour mettre en service une nouvelle capacité de production, si elle décidait de réformer l'installation de Pointe Lepreau.

6. Énergie NB a souligné les faits nouveaux concernant la disponibilité actuelle et future de gaz naturel dans la région des Maritimes. Elle a indiqué qu'une centrale au gaz de 400 MW avait été envisagée pour répondre à la demande future, mais qu'il était maintenant douteux qu'une telle installation voit le jour, ce qui rendait d'autant plus nécessaire cette deuxième liaison, pour répondre aux besoins de la province en période de pointe.

7. Énergie NB a fait remarquer que la construction de la nouvelle LIT pourrait offrir aux services publics dans le Nord du Maine une solution de rechange plus économique que la construction de nouvelles sources de production locales dans cette région.

M. Tucker, intervenant local, jugeait que l'Office devrait refuser la demande de construction de la LIT. Il a souligné que la LIT proposée ne fournirait pas une capacité d'importation suffisante pour compenser entièrement la perte des 670 MW de capacité de la centrale de Pointe Lepreau, pendant sa remise à neuf ou en cas de réforme de l'installation. À son avis, les risques auxquels sont confrontés les consommateurs d'électricité du Nouveau-Brunswick découlent d'un manque de capacité de production, surtout durant l'hiver, pas d'un manque de capacité de transport, comme l'affirme Énergie NB. Il a mentionné qu'il n'y a aucune preuve au dossier indiquant qu'un producteur d'électricité américain serait intéressé à utiliser la capacité additionnelle de la LIT proposée ou s'engageait à fournir de l'énergie garantie via cette ligne. Il a soutenu que la construction de la LIT projetée n'était pas un gage de sécurité quant à la disponibilité d'un approvisionnement adéquat. Il a indiqué qu'il préférerait, en tant que consommateur d'électricité du Nouveau-Brunswick, qu'Énergie NB investisse dans la capacité de production, plutôt que dans la LIT.

M. Tucker a aussi exprimé des inquiétudes au sujet de la partie américaine de la LIT. Il a dit douter que le gouvernement ou les résidents du Nouveau-Brunswick, qui sont en fin de compte les propriétaires d'Énergie NB, permettent que celle-ci s'implique directement dans le développement d'actifs de transport aux États-Unis, si cela s'avérait nécessaire. Il a affirmé qu'un examen approprié et complet du projet intégral ne pouvait avoir lieu avant que toutes les ententes propriétaire/exploitant ne soient en place et mises à la disposition de l'Office et des autres parties intéressées pour qu'ils les examinent.

M. Tucker a également fait remarquer qu'on avait refusé le tracé proposé de la ligne aux États-Unis et que les approbations requises en matière d'environnement avaient maintenant expiré. Il a rappelé les déclarations faites par l'actuel associé américain du projet, Emera Energy, soulignant les questions qui se posaient au sujet de [traduction] « la mesure où la LIT pourrait capter les flux transfrontières supplémentaires par le truchement de contrats ». Il a soutenu que l'incertitude qui continue de planer à propos d'aspects essentiels du projet fait qu'il y a encore trop d'impondérables associés à la LIT.

Énergie NB était consciente des préoccupations que suscitaient des questions telles que la propriété, la conception et l'exploitation de la partie américaine de la LIT, les délais de construction et la probabilité que les autorités américaines l'approuvent. Elle a parlé des engagements qu'Emera Corporation, l'actuel titulaire des droits concernant la LIT aux États-Unis, lui a donnés à propos des mesures qu'elle prendrait pour permettre à d'autres promoteurs de réaliser le projet, si elle choisissait de ne pas le faire. Énergie NB a souligné que si Emera ne réalisait pas le projet, elle avait l'intention d'y donner suite en créant une filiale américaine ou en trouvant un autre associé aux États-Unis.

Opinion de l'Office

L'Office constate qu'aucun exploitant de ligne d'électricité n'a déposé de preuve indiquant que la LIT aurait un effet négatif sur son réseau. L'Office comprend et admet les assertions d'Énergie NB selon lesquelles la LIT :

- améliorera la fiabilité du réseau d'électricité;
- accroîtra l'efficience énergétique, en réduisant les pertes de transport en ligne;
- accroîtra la capacité d'exporter;
- permettra l'importation directe d'électricité de la région de la Nouvelle-Angleterre;
- permettra de conclure des transactions « garanties » entre la ZCM et le NEPOOL;
- améliorera l'accès à une capacité de production supplémentaire, en Nouvelle-Angleterre, pendant l'hiver ou en cas de contingences du réseau;

- améliorera l'accès à une capacité de production supplémentaire, en Nouvelle-Angleterre, pour aider à parer aux besoins en électricité du réseau pendant la remise à neuf de la centrale de Pointe Lepreau ou advenant sa réforme.

À l'audience, M. Tucker a affirmé qu'Énergie NB manque de capacité de production, plutôt que de capacité de transport, et que les ressources financières qu'elle entend maintenant consacrer à la LIT proposée devraient plutôt être affectées à l'amélioration de la capacité de production. Cependant, le dossier de cette instance ne renferme aucune preuve à l'appui de cette assertion. Par conséquent, l'Office n'a aucune conclusion à formuler au sujet de la solution que suggère M. Tucker.

M. Tucker a également soutenu que la LIT proposée ne fournira pas à Énergie NB une capacité d'importation suffisante pour compenser la perte temporaire ou la réforme de la centrale de Pointe Lepreau. L'Office constate, ici encore, qu'il n'y a au dossier aucune preuve indiquant que la LIT proposée pourrait nuire à la capacité d'Énergie NB d'obtenir la production additionnelle dont elle pourrait avoir besoin durant la période, en plus de la capacité d'importation dont elle disposerait.

L'Office a encore des préoccupations au sujet de la partie américaine de la LIT et donc incorporerait dans tout certificat qu'il pourrait délivrer une condition exigeant qu'Énergie NB démontre à sa satisfaction que toutes les approbations réglementaires américaines nécessaires, fédérales et étatiques, ont été accordées à l'égard de la ligne de transport d'électricité correspondante dans l'État du Maine, avant d'entreprendre la construction de la LIT proposée au Nouveau-Brunswick.

Chapitre 3

Conception et sécurité de la LIT

Énergie NB a soumis des renseignements préliminaires sur la conception de la LIT proposée et elle a informé l'Office qu'elle achèverait la conception définitive de la LIT au cours du premier semestre de 2005.

3.1 Conception technique générale de la LIT

La LIT serait constituée d'un circuit triphasé à CA de 345 kV sur pylônes à portique tubulaire acier en H. Chaque phase comporte deux conducteurs en faisceau de 1192 10^3MC ACSR (aluminium-acier) de type « Grackle ». Énergie NB a indiqué que les pylônes à portique en H sont plus robustes que les pylônes en acier classiques qui supportent ses lignes à 345 kV existantes. Des chaînes d'isolateurs en V sont proposées pour les faisceaux de conducteurs de la phase centrale de façon à réduire la distance au sol et la largeur des pylônes. La LIT serait construite à l'intérieur des limites d'une emprise de 50 mètres (m) de large. Elle serait construite et exploitée à 345 kV, soit la tension aux postes de Pointe Lepreau et d'Orrington auxquels elle sera raccordée. Il s'agira d'une LIT à courant alternatif qui permettra d'assurer une liaison synchrone supplémentaire entre la ZCM et la partie du NPCC qu'occupe la Nouvelle-Angleterre.

Le tracé à terre de la LIT empruntera une zone à proximité du littoral, ce qui pourrait la soumettre à des conditions météorologiques très défavorables, notamment des vents très violents ou du givrage radial très lourd accompagné de vents violents à basse température. Le terrain varie considérablement à plusieurs endroits et comporte des dénivellations telles « Old Ridge », « Red Rock Ridge » et une colline près du support d'angle n° 6. Énergie NB a chargé des experts-conseils d'élaborer les cas de charge de la ligne de transport qu'elle utilisera pour réaliser la conception définitive. Ces cas de charge sont fondés sur les données météorologiques recueillies au fil des ans aux stations de Moncton et de Saint-Jean, au Nouveau-Brunswick.

Énergie NB a souligné que les lignes de transport canadiennes, du moins dans la plupart des régions, sont normalement conçues en tenant compte d'une période de retour d'événements météorologiques particuliers de 50 ans, tel qu'il est précisé dans les normes courantes de la CSA concernant la conception des lignes de transport d'électricité. Énergie NB a fait valoir l'importance particulière de la nouvelle LIT pour son réseau et qu'elle souhaitait la doter d'un plus haut degré de fiabilité. En conséquence, Énergie NB voulait que les cas de charge soient plus rigoureux pour cette LIT qu'ils ne le sont habituellement pour ses autres lignes de transport. Énergie NB a fourni un rapport d'expert-conseil selon lequel une période de retour d'événements météorologiques particuliers de 100 ans, jumelée à un facteur de surcharge de 1,35, était recommandée. Énergie NB s'est engagée à donner suite à cette recommandation qui, selon le rapport, permettra d'ériger des pylônes capables de supporter, en ce qui concerne les quatre cas de charge retenus et examinés, des charges climatiques pour une période de retour de 500 ans.

Les violentes tempêtes de verglas et la résistance des réseaux d'électricité à ces événements sont d'une importance considérable pour l'industrie des services d'électricité. Énergie NB a signalé qu'elle fait partie d'un consortium international de services publics d'électricité et d'autres organisations qui étudient ce problème. Énergie NB a manifesté l'intention d'intégrer dans la conception de la LIT proposée les leçons qu'elle aura retenues de ces travaux.

Opinion de l'Office

L'Office a pris en considération les renseignements fournis par Énergie NB et il est d'avis que cette information constitue un fondement adéquat pour la conception définitive de la LIT. L'Office sait que les pratiques admises dans l'industrie et les normes de conception applicables aux lignes de transport d'électricité évoluent avec le temps. Comme la conception de la ligne ne sera pas achevée avant 2005, l'Office estime qu'Énergie NB devrait concevoir la LIT en conformité avec les normes en vigueur en 2005. L'Office constate qu'Énergie NB a manifesté sa volonté et son intention d'agir ainsi. Néanmoins, l'Office assortirait le certificat qu'il délivrerait à l'égard de ces installations de conditions aux termes desquelles Énergie NB serait tenue de concevoir, de construire et d'exploiter ses installations en conformité avec les plans, devis et autres renseignements ou engagements énoncés dans la correspondance se rapportant à la demande, et de concevoir et construire la LIT en conformité avec la version de la norme CAN/CSA C22.3 n° 1, *Réseaux aériens* qui sera en vigueur en 2005.

L'Office constate d'autre part qu'Énergie NB, en vertu de l'article 58.23 de la Loi, a décidé que les dispositions de l'article 58.27 de la Loi, et non celles des lois du Nouveau-Brunswick, s'appliqueraient à la LIT proposée. En conséquence, l'Office juge nécessaire d'inclure dans le certificat qu'il pourrait délivrer relativement à ces installations une condition qui aurait pour effet d'assujettir à une réglementation continue les étapes d'exploitation et d'entretien de ces installations. Si aucun manuel, procédure ou programme actuel d'Énergie NB ne prend en compte les différents points de la condition qui serait adoptée, l'Office s'attendrait à ce qu'Énergie NB rédige ou modifie ses manuels, procédures et programmes en conséquence.

3.2 Champs électromagnétiques et effets sur la santé

Deux intervenants ont fait part de leurs préoccupations concernant l'intensité des champs électromagnétiques (CEM) que la LIT produira le long de son parcours. Énergie NB a déclaré que l'intensité des CEM attribuables à la LIT est principalement liée à la charge et à la proximité actuelles. Selon Énergie NB, la LIT serait conforme aux normes de génie électrique et mécanique. Elle affirme en outre que ces normes visent à assurer, dans la mesure du possible, l'exploitation sécuritaire et efficace de la ligne. Énergie NB a fait remarquer que [traduction] « Santé Canada ne considère pas à l'heure actuelle que des lignes directrices sont nécessaires étant donné que les éléments de preuve scientifique ne permettent pas de conclure qu'une

exposition normale est à l'origine de problèmes de santé ». Énergie NB a cependant fourni des chiffres selon lesquels les CEM prévus le long de l'emprise de la LIT proposée sont d'intensité inférieure à ce que dictent les lignes directrices d'exposition maximale publiées par la Commission internationale de protection contre les rayonnements non ionisants (CIPRNI), organisme qui dépend de l'Organisation mondiale de la Santé. Énergie NB a souligné que même si les lignes directrices de la CIPRNI visent les effets aigus sur la santé et non les effets chroniques, ce sont celles que l'on cite habituellement lorsqu'on informe le grand public à ce sujet. Énergie NB a fait savoir en outre qu'elle avait évité les zones de lotissement résidentiel lorsqu'elle a déterminé le tracé de la LIT.

Énergie NB a fait remarquer d'autre part qu'elle est membre du groupe de travail sur les CEM de l'Association canadienne de l'électricité et qu'elle est ainsi en mesure de suivre les progrès scientifiques en matière de CEM. Énergie NB fournit de l'information sur les CEM à ses clients intéressés qui en font la demande.

La Coalition des citoyens a inclus la question des risques des CEM pour la santé dans son avis d'intervention. Toutefois, au cours de sa plaidoirie finale, M. Dalzell, porte-parole de la Coalition des citoyens, a dit que la preuve au dossier avait apaisé les préoccupations de la Coalition des citoyens et qu'aucune précision additionnelle n'était nécessaire.

Dans sa plaidoirie finale, M. Tucker a demandé qu'Énergie NB prenne des mesures en vue de réduire les niveaux de CEM en bordure de l'emprise à moins de 66 milliGauss (mG) afin de [traduction] « faire preuve d'une attitude proactive vis-à-vis une question qui inquiète une part importante du grand public », et il a ajouté que [traduction] « d'après la documentation sur le sujet, un niveau d'exposition d'environ 4 mG était considéré comme acceptable ».

Opinion de l'Office

L'Office constate qu'il n'existe pas de lignes directrices ou de normes au Canada concernant l'exposition aux CEM produits par les lignes de transport d'électricité et il accepte la décision d'Énergie NB d'observer les lignes directrices de la CIPRNI. L'Office remarque de plus qu'aucun élément de preuve n'a été porté au dossier au sujet de la valeur de 4 mG et qu'aucune question n'a été posée aux groupes de témoins d'Énergie NB. L'Office juge acceptable l'assurance donnée par Énergie NB que les CEM résultant de l'exploitation de la LIT n'atteindraient pas des niveaux qui pourraient être considérés comme nuisibles à la santé publique. L'Office estime en outre qu'Énergie NB continuerait de répondre aux demandes de renseignements des clients préoccupés par cette question.

L'Office est d'avis que la conception préliminaire de la LIT proposée par Énergie NB prend en compte adéquatement la question des CEM et il s'attend à ce qu'il en soit de même dans la conception définitive de la ligne.

3.3 Bruit audible et brouillage radioélectrique

Énergie NB a fait remarquer qu'il n'y a aucun règlement s'appliquant actuellement à l'émission de bruit audible par des lignes de transport d'électricité. Elle a souligné que certains territoires de compétence imposent des valeurs limites d'émission acoustique se situant de 45 à 60 dBA selon le lieu et l'heure. Les valeurs présentées par Énergie NB en ce qui concerne les niveaux de bruit prévus pour la LIT sont généralement de 45 dBA ou moins. Énergie NB a également fait savoir que l'effet éventuel de ce nouveau de bruit sur la population avait été réduit par la situation de la LIT à des endroits où l'exposition serait minimale.

Énergie NB a fait savoir qu'aucun problème de brouillage radioélectrique attribuable à ses lignes à 345 kV existantes n'était survenu et qu'elle n'envisageait pas de problèmes de cette nature de la part de la LIT proposée. Énergie NB a souligné qu'elle se conformera à la *Loi sur la Radiocommunication*, laquelle exige que le brouillage radioélectrique soit mesuré après la mise sous tension de lignes de transport nouvellement construites.

Opinion de l'Office

L'Office juge satisfaisante la façon dont Énergie NB a pris en compte les questions de brouillage radioélectrique et de bruit audible dans la conception préliminaire de la LIT et il s'attend à ce qu'il en soit de même lorsqu'elle achèvera la conception définitive de la ligne en 2005.

Chapitre 4

Consultation publique

4.1 Préavis public

L'objet du programme de préavis public (PP), qui est exigé aux termes des Directives concernant les exigences de dépôt (Directives) de l'Office, est d'informer le public sur le projet, de solliciter son avis dans le choix du tracé et l'évaluation des effets environnementaux et socio-économiques du projet, de cerner les problèmes et les préoccupations des personnes qui sont susceptibles d'être touchées par le projet et de résoudre ces questions. Énergie NB a indiqué qu'elle mène son programme de consultation précoce du public (PCP) depuis février 2001.

Le PCP d'Énergie NB vise les objectifs suivants :

- fournir des renseignements et obtenir les commentaires du grand public et d'autres parties intéressées au sujet du tracé qu'Énergie NB a choisi;
- dégager, consigner et suivre les problèmes et sujets de préoccupation associés au projet, grâce à la consultation du public;
- cerner les mesures susceptibles d'atténuer les préoccupations du public ou d'y remédier.

Énergie NB a indiqué que le projet mettait en jeu plusieurs intervenants, dont les propriétaires fonciers directement touchés, des organismes gouvernementaux aux paliers fédéral, provincial et municipal, les populations autochtones, les entreprises locales, des groupes environnementalistes, les résidents locaux et les propriétaires de terrains adjacents. Elle a tenu neuf séances d'information auxquelles les résidents ont été conviés au moyen de lettres d'invitation, de télécopies, d'annonces à la radio, d'avis aux médias, et de panneaux érigés dans la collectivité. Ces séances d'information ont eu lieu dans trois localités du Nouveau-Brunswick (St. Stephen, Pennfield et Musquash). Il y a également eu des rencontres individuelles avec certains intervenants. La distribution de documentation, de fiches d'information et de cartes, et l'exploitation d'une ligne d'information sans frais d'appel sont d'autres techniques de consultation qui ont été employées.

Énergie NB a indiqué que son PCP a permis de cerner un certain nombre de problèmes, de préoccupations et de questions ayant trait au projet de LIT et qu'elle en a dégagé, ainsi que ses consultants sociaux-économiques et environnementaux, des renseignements très utiles. Cette information a été prise en ligne de compte pour la sélection du corridor préféré de 1 km de largeur, l'évaluation des effets environnementaux et socio-économiques, et le choix de l'emprise préliminaire préférée de 50 m.

Énergie NB s'est engagée à poursuivre les consultations avec tout particulier ou groupe qui serait intéressé par le projet de LIT.

Opinion de l'Office

À la lumière de l'information fournie par Énergie NB, l'Office estime que les exigences des Directives de l'ONÉ ont été satisfaites dans le cas du projet de LIT, pour ce qui concerne le programme de préavis public. L'Office juge que les intervenants et les Autochtones qui s'intéressaient à la LIT proposée ont été prévenus en temps utile du projet et munis de renseignements suffisants pour bien comprendre en quoi il pourrait les affecter.

4.2 Populations autochtones

Dans sa demande, Énergie NB a indiqué que, depuis février 2001, elle avait déterminé un certain nombre de Premières nations et de groupes autochtones susceptibles d'être intéressés par le projet de LIT et pris contact avec eux. Plus précisément, Énergie NB a rencontré ou contacté les représentants des organisations et collectivités suivantes :

- Collectivité de la Première nation de Big Cove
- Collectivité de la Première nation de Burnt Church
- Collectivité de la Première nation malécite de Madawaska
- Comité consultatif malécite sur l'archéologie
- Conseil tribal MAWIW (MAWIW)
- Conseil des peuples autochtones du Nouveau-Brunswick (CPA NB)
- Collectivité de la Première nation Oromocto
- Collectivité de la première nation Tobique
- Union des indiens du Nouveau-Brunswick (UINB)
- Wulastuk Grand Council

D'après les discussions tenues avec ces groupes, il a été établi que l'UINB représente 13 bandes et quelque 5 733 personnes, tandis que MAWIW représente trois bandes regroupant environ 6 000 personnes. Le CPA NB représente quelque 3 500 personnes qui n'habitent pas dans les réserves. Énergie NB a précisé que le programme de consultation avait pour but d'offrir aux collectivités autochtones la possibilité d'exprimer leurs préoccupations concernant le projet de LIT et de déterminer les usages courants de terres et de ressources à des fins traditionnelles par les Autochtones, au sens de la LCÉE.

Les premières discussions visaient principalement à présenter le projet de LIT et à expliquer l'objectif des consultations. Pendant ces entretiens, les représentants des Autochtones ont proposé que les chefs et les membres des collectivités soient consultés pour cerner les usages courants des terres et des ressources à des fins traditionnelles.

Des rencontres ont eu lieu avec les collectivités autochtones suivantes entre novembre 2001 et janvier 2002 : la Première nation malécite de Madawaska, la Première nation de Big Cove, la Première nation de Burnt Church et la Première nation Tobique. Les renseignements sur les

usages courants de terres et de ressources par les Autochtones ont été recueillis au moyen d'une liste de contrôle lors de ces réunions, ainsi qu'au cours d'autres rencontres avec les Aînés. De plus, Énergie NB a effectué, entre le 5 juillet et le 2 octobre 2001, un relevé des plantes faisant l'objet d'un usage traditionnel par les Autochtones. Ce relevé a montré que le projet n'aurait aucune incidence importante sur les espèces de plantes d'usage traditionnel ou historique éventuel.

Pour favoriser le maintien des communications, MAWIW et l'UINB ont chacun désigné un agent de liaison dans le cadre d'une entente d'appui mutuel avec Énergie NB. Les ententes prévoyaient l'octroi d'une aide financière pour les deux agents de liaison ainsi que d'une aide aux groupes autochtones pour l'examen des documents environnementaux associés au projet. De plus, Énergie NB a établi un protocole en matière d'archéologie qui précisera la participation des Premières nations au cas où des ressources patrimoniales importantes seraient découvertes au cours des travaux de déboisement et de construction.

Opinion de l'Office

L'Office remarque qu'Énergie NB a tenu un grand nombre de rencontres avec diverses collectivités autochtones intéressées par le projet et a recueilli des renseignements sur les usages courants des terres et des ressources dans le corridor proposé de la LIT. En outre, Énergie NB a mené une étude sur l'usage traditionnel ou historique de plantes, qui a révélé que le projet n'aurait pas une incidence importante sur les espèces de plantes que des personnes autochtones pourraient éventuellement utiliser. L'Office note, enfin, qu'Énergie NB a établi un protocole en matière d'archéologie au cas où des ressources patrimoniales importantes seraient découvertes pendant les activités de construction.

L'audience EH-2-2002, tenue le 24 mars 2003, a offert aux personnes autochtones une autre possibilité d'exprimer leurs préoccupations. Quelques lettres de commentaires ont été déposées et examinées, mais l'Union des Indiens du Nouveau-Brunswick est le seul groupe autochtone à avoir comparu à l'audience et sa participation s'est limitée à la surveillance des délibérations, puisqu'elle ne s'est pas prévalue de son droit de contre-interroger le demandeur ou de présenter une plaidoirie finale.

L'Office juge qu'Énergie NB a pris soin de s'assurer qu'elle comprenait bien les préoccupations que les populations autochtones pouvaient entretenir à l'égard de la LIT proposée ainsi qu'adopté des mesures et des plans utiles pour tenir compte de ces préoccupations.

Chapitre 5

Choix du tracé et questions foncières

5.1 Processus de sélection du corridor

Énergie NB a indiqué que la LIT proposée aura 95,5 km de longueur; elle ira du terminal de Pointe Lepreau, dans la baie de Fundy au Nouveau-Brunswick, à un point situé près de Woodland (Maine) sur la frontière canado-américaine, en passant par les comtés de Saint John et de Charlotte.

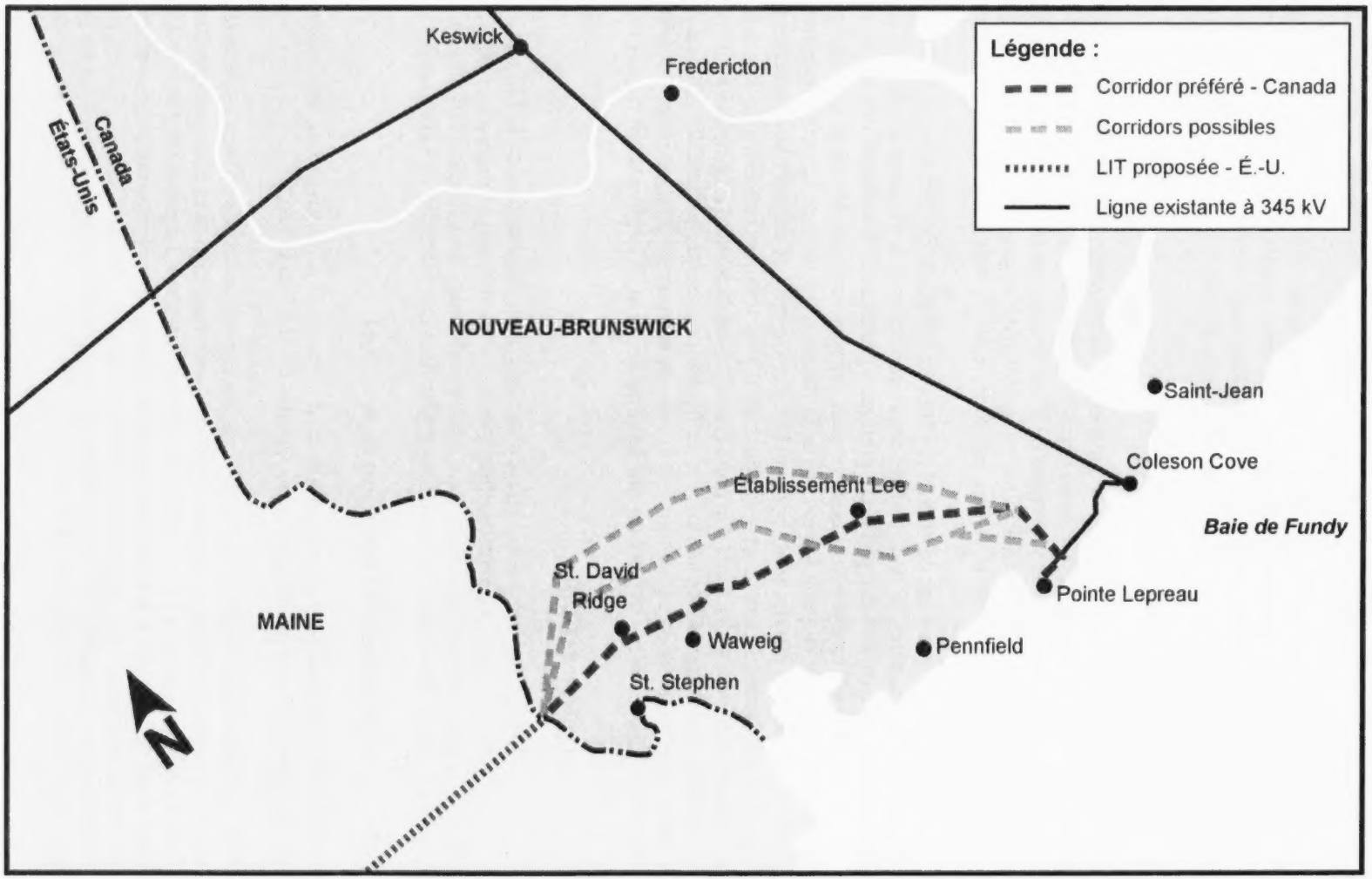
La zone d'étude dans laquelle Énergie NB a déterminé le corridor préféré de 1 km englobe une superficie d'environ 35 km de large sur 90 km de long. La zone d'étude générale était délimitée par Mount Pleasant, Big Kendron Lake et Lynnefield au nord; St. Stephen, Bartlett Mills, Second Falls et Pointe Lepreau au sud; Dipper Harbour et South Oromocto Lake à l'est; et la rivière St. Croix à l'ouest.

Énergie NB a défini trois corridors possibles à l'intérieur de la zone d'étude générale (désignés les corridors du nord, du centre et du sud). Le choix du tracé des corridors a été effectué en fonction des critères généraux suivants : facteurs environnementaux (contraintes biophysiques et socio-économiques), longueur, coût, marché et considérations techniques, entre autres critères. Le corridor du sud a été retenu comme corridor préféré. Étant le plus court des trois, ce corridor occasionnait le moins de perturbations de l'environnement et le moins de coûts de construction (figure 5-1).

À la suite d'études détaillées supplémentaires, Énergie NB a apporté deux modifications au tracé qui le font passer à l'extérieur du corridor préféré de 1 km. Ces modifications sont examinées dans la partie 2 du Rapport d'étude approfondie. La première modification du tracé survient entre Rocky Lake et Bonny River (de la BK 28 à la BK 48 environ). Deux contraintes techniques et environnementales, la présence de campements et de résidences dans l'établissement Lee et une cascade ayant une grande valeur esthétique sont les principaux éléments que cette modification visait à contourner. La deuxième modification de tracé se trouve entre Elmsville et Waweig (de la BK 56 à la BK 62 environ). Les principaux problèmes et contraintes à surmonter étaient la présence d'une nouvelle gravière, un champ de bleuets, des résidences et des terres agricoles.

À l'intérieur du corridor de 1 km, Énergie NB a défini une emprise préférée préliminaire de 50 m qu'elle s'attend à finaliser une fois l'approbation réglementaire obtenue.

Figure 5-1
Tracé proposé



Opinion de l'Office

L'Office est satisfait de la démarche qu'Énergie NB a adoptée pour sélectionner le corridor de 1 km et l'emprise de 50 m aux fins de la LIT proposée. Il trouve acceptables l'emplacement du corridor proposé de 1 km et la situation de l'emprise préférée à l'intérieur de ce corridor.

5.2 Besoins en terrains

La LIT proposée a environ 95,5 km de longueur. Elle empruntera une emprise existante sur une distance d'environ 14 km et nécessitera une nouvelle emprise de 81,5 km. Environ 36 % des terres comprises dans le corridor proposé de 1 km sont des terres publiques et 64 % sont des terrains privés. Pour ce qui est des terres traversées par l'emprise préférée de 50 m, 5 % appartiennent à Énergie NB, 46 % sont publiques et 49 % sont des propriétés privées.

Trois principaux facteurs ont déterminé le choix de la largeur de l'emprise, à savoir : la dimension des structures, le balancement des conducteurs et la distance de chute d'arbres. Les structures proposées, soit des pylônes à portique tubulaire en H, auraient une hauteur de calcul de 22 à 34 m. La portée moyenne estimative entre les structures est de 350 m et la hauteur minimale du sol au conducteur au point le plus bas de la flèche serait de 9 m. Les conducteurs d'une ligne d'électricité ne sont pas rigides et peuvent bouger. On peut en calculer le mouvement et il faut s'assurer que l'emprise soit assez large pour qu'il y ait toujours une distance d'isolement sécuritaire entre les conducteurs. De plus, des arbres en bordure de l'emprise peuvent tomber et il faut donc que l'emprise ait une largeur suffisante pour empêcher que des arbres n'entrent en contact avec les conducteurs en tombant et causent des pannes de ligne. Compte tenu de ces exigences, Énergie NB a indiqué qu'une emprise de 50 m de largeur serait requise.

Opinion de l'Office

L'Office a examiné les effets potentiels de la construction de la LIT sur les propriétaires fonciers touchés, y compris les superficies requises en tant que servitudes. L'Office juge que les servitudes dont Énergie NB prévoit avoir besoin sont raisonnables et justifiées dans le cadre de la demande.

5.3 Processus d'acquisition de terrains

Énergie NB a déposé des échantillons de ses documents d'acquisition foncière pour montrer qu'ils sont conformes aux exigences des articles 86 et 87 de la Loi.

Pour garantir l'enregistrement et l'exécution des engagements pris envers les propriétaires de terrain et autres intervenants pendant le processus de négociation et d'acquisition foncière, Énergie NB aura recours à deux méthodes complémentaires. La première consiste à tenir un rapport de nomenclature des parcelles qui détaille et suit les engagements pris envers les propriétaires fonciers. Ce rapport fait partie du contrat de construction de la LIT. La deuxième est un système de gestion des engagements qu'Énergie NB a conçu pour suivre les problèmes et questions associés au projet de LIT.

Opinion de l'Office

L'Office a examiné les documents d'acquisition foncière d'Énergie NB et estime que ceux-ci sont conformes aux exigences des articles 86 et 87 de la Loi. L'Office est également satisfait du processus d'acquisition proposé par le demandeur.

Chapitre 6

Questions environnementales et socio-économiques

6.1 Questions environnementales

Énergie NB a produit un RÉA sur le projet pour satisfaire aux exigences de la LCÉE et s'acquitter de ses responsabilités en vertu de l'article 58.16 de la Loi sur l'ONÉ quant à l'examen des questions environnementales et socio-économiques. En préparant le RÉA, Énergie NB a tenu compte des observations reçues du public ainsi que des avis fournis par le MPO, EC, l'Agence et les régies provinciales. Le RÉA détaille le projet, le processus d'évaluation environnementale, les éventuels effets environnementaux, les mesures d'atténuation ainsi que les critères employés pour évaluer l'importance des effets environnementaux. Les auteurs du RÉA en concluent que le projet n'est pas susceptible d'avoir des effets négatifs résiduels importants du point de vue de l'environnement.

Une fois le RÉA terminé, l'Office et le MPO l'ont communiqué à l'Agence, le 20 septembre 2002, et celle-ci l'a mis à la disposition du public pour qu'il le commente. La période prévue pour la présentation de commentaires a pris fin le 31 octobre 2002; et l'Office et le MPO ont alors confirmé à l'Agence qu'ils estimaient que le RÉA était bien complet. Après avoir examiné le RÉA, les commentaires du public soumis en vertu du paragraphe 22(2) de la LCÉE et les recommandations de l'Agence, le ministre fédéral de l'Environnement a conclu que le projet de LIT, incluant les mesures d'atténuation, n'est pas susceptible d'entraîner des effets environnementaux négatifs importants et que les préoccupations soulevées par le public ne justifient pas de le renvoyer à une commission d'examen ou un médiateur en vue d'une évaluation environnementale supplémentaire. Le ministre de l'Environnement a donc renvoyé la demande d'Énergie NB à l'Office et au MPO pour que ceux-ci prennent une décision en vertu de l'article 37 de la LCÉE.

Énergie NB a déposé, à titre de pièce versée au dossier de l'audience, un plan de protection environnementale (PPE) propre au projet, qui expose les mesures précises qu'elle prendra pour remédier aux questions environnementales cernées. Selon le PPE, la période de construction irait de l'hiver 2005 à l'automne 2006, étant décalée de deux ans par rapport à l'échéancier initial fourni dans le RÉA. Énergie NB s'est aussi engagée à confirmer les renseignements de base recueillis sur un certain nombre de facteurs propres au site, travail qui était déjà en grande partie terminé au moment de l'audience.

Dans le RÉA, Énergie NB s'engage à concevoir et à mettre en oeuvre des programmes de surveillance et de suivi, dont les suivants :

- surveillance préalable à la construction pour confirmer les renseignements de base;
- surveillance de la conformité, pour garantir que le projet soit exécuté dans le respect des engagements approuvés pris par Énergie NB;

- surveillance des effets environnementaux pour confirmer l'exactitude des prévisions et l'efficacité des mesures d'atténuation, tel que l'exige le paragraphe 38(1) de la LCÉE pour les projets faisant l'objet d'un RÉA.

Opinion de l'Office

Une fois terminé le processus lié au RÉA, et dans l'éventualité où il approuverait la demande d'Énergie NB, l'Office aurait à remplir d'autres responsabilités, notamment :

- s'assurer que les mesures d'atténuation mentionnées à l'appui des conclusions qu'il a formulées dans le RÉA soient mises en application, conformément au paragraphe 37(2) de la LCÉE et à l'article 58.16 de la Loi sur l'ONÉ;
- élaborer et faire appliquer un programme de suivi, suivant le paragraphe 38(1) de la LCÉE.

Pour s'acquitter de ces responsabilités, l'Office a proposé, à l'audience, d'imposer un certain nombre de conditions au demandeur. Ces conditions prescrivent ce qui suit :

1. le respect de tous les engagements pris;
2. le moment (avant le début de la construction) où il convient de confirmer et d'actualiser les renseignements de base et la portée de ces travaux;
3. la mise à jour du plan de protection environnementale connexe, avant le début de la construction;
4. la présentation de rapports de surveillance de la conformité;
5. la conception et la mise en oeuvre du programme de suivi visé au paragraphe 38(1) de la LCÉE et la communication de rapports à son sujet.

L'Office remarque que le calendrier de construction proposé dans le PPE est décalé de deux ans par rapport à celui qui figure dans le RÉA. Selon lui, il faudrait mettre à jour les renseignements de base dans le cas de tous travaux de construction qui débuteraient en 2005 ou plus tard. De cette façon, des changements à l'environnement qui seraient survenus pendant l'intervalle séparant les relevés initiaux et la date réelle de commencement des travaux seraient pris en compte, et les problèmes convenablement réglés.

Des questions environnementales qui n'ont pas été soulevées pendant l'évaluation environnementale d'un projet peuvent faire surface durant la construction. Elles peuvent susciter des préoccupations dans le public ou

nécessiter des mesures d'atténuation continues. Ainsi, l'Office imposera une condition exigeant que le demandeur, après la fin de la construction, lui fasse rapport sur l'état de toutes les questions environnementales en instance, jusqu'à ce que celles-ci soient réglées à la satisfaction de l'Office.

L'Office constate que l'énoncé de politique opérationnelle de l'Agence, intitulée *Programmes de suivi en vertu de la Loi canadienne sur l'évaluation environnementale* (Octobre 2002), indique que des « techniques ou technologies nouvelles ou non éprouvées » devraient être considérées comme des facteurs qui déclenchent le besoin d'un programme de suivi. L'Office remarque également que les stratégies de gestion des accès évoluent constamment dans l'industrie et que les dispositifs d'éloignement des oiseaux représentent une technologie relativement nouvelle. Pour ces raisons, l'Office estime qu'Énergie NB devrait faire rapport sur le succès de ces stratégies d'atténuation, afin d'enrichir les connaissances de l'industrie et faire des recommandations sur les pratiques appropriées à suivre dans l'industrie.

Ayant examiné le RÉA et toute la preuve versée au dossier, l'Office est d'avis que, compte tenu de la mise en oeuvre des mesures d'atténuation proposées par Énergie NB et des conditions qu'il a imposées, le projet n'est pas susceptible d'entraîner des effets environnementaux négatifs importants.

6.2 Questions socio-économiques

Énergie NB a indiqué que les principaux effets socio-économiques découlant du projet seront la création de perspectives positives d'emploi et de sous-traitance, et que la construction des installations liées au projet aura un effet bénéfique sur les économies locales. Elle a affirmé que les retombées locales et régionales comprendront notamment l'achat ou l'acquisition de denrées ou de services, tels que nourriture, hébergement, matériel et carburant, services d'entretien de véhicules, services de location d'équipement et de véhicules, services de signalisation, communications, main-d'oeuvre, location d'aires d'entreposage et services de sécurité.

Énergie NB a souligné qu'elle préviendra les entreprises locales et les syndicats de travailleurs bien avant l'adjudication des contrats liés à la construction de la LIT. De plus, elle s'est engagée à préciser au besoin dans ses documents d'appel d'offres concernant la construction et l'entretien de la LIT des exigences relatives à l'achat de matériel et de services, et à l'embauche de résidents locaux. Énergie NB a indiqué qu'elle s'occuperait elle-même de l'arpentage et du débroussaillement de l'emprise en recourant à la fois à son propre personnel et à des entrepreneurs locaux. Elle a souligné que beaucoup de gens au Nouveau-Brunswick ont les compétences requises pour effectuer ce travail.

Énergie NB prévoit que le débroussaillement de l'emprise prendra 27 employés à contrat et trois de ses propres employés; l'arpentage exigera 28 occasionnels et trois employés d'Énergie NB; et la construction (au plus fort des travaux) exigera 80 contractuels. Selon ses prévisions, les

besoins de main-d'oeuvre pour l'exploitation et l'entretien de la LIT, ce qui comprend la maîtrise de la végétation, les patrouilles de surveillance, les reconnaissances aériennes et la maintenance générale, totaliseront 282 jours-personnes par année.

M. Beaver Paul, président et directeur général de la Société de développement économique de Tobique (SDÉT) a indiqué dans une lettre de commentaires à l'ONÉ, datée du 17 mars 2003, qu'Énergie NB n'avait pas de politique formelle d'inclusion des peuples autochtones favorisant leur participation aux éventuelles retombées socio-économiques de ses programmes d'immobilisations et d'exploitation. En réponse à cette lettre de commentaires, Énergie NB a déclaré que les Premières nations jouiront de possibilités raisonnables de tirer parti des retombées du projet dans le cadre de son processus d'appel d'offres.

Au cours de l'audience, Énergie NB a affirmé qu'elle souscrit au principe de l'égalité d'accès à l'emploi et qu'elle encourage les groupes autochtones à soumissionner pour le projet de LIT. Elle s'est engagée à rester en contact avec les groupes autochtones avant la publication des appels d'offres et à leur fournir des renseignements sur la marche à suivre pour faire une soumission. Énergie NB tient une base de données pour l'enregistrement de fournisseurs dont elle se sert pour préqualifier des entreprises en vue de futurs appels d'offres. En réponse à un engagement pris au cours de l'audience, Énergie NB a indiqué que la SDÉT n'était pas répertoriée comme fournisseur, mais que la bande indienne malécite de Tobique l'était.

Énergie NB a également mentionné à l'audience qu'elle doit respecter les dispositions de la *Loi sur les contrats de construction de la Couronne* et la *Loi sur les achats publics*, qui énoncent clairement les méthodes à suivre pour les appels d'offres et l'évaluation des soumissionnaires.

Opinion de l'Office

L'Office est d'accord avec l'assertion d'Énergie NB portant que le projet de LIT aura un effet bénéfique sur les économies locales. De plus, l'Office est satisfait de l'intention d'Énergie NB de maximiser les retombées économiques locales et régionales en encourageant ses entrepreneurs à employer les ressources locales disponibles pour les travaux de débroussaillement, d'arpentage et de construction de la LIT.

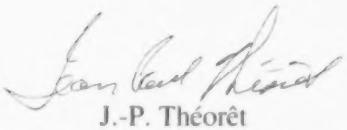
En ce qui concerne la participation économique des Autochtones au projet de LIT, l'Office accepte l'engagement qu'Énergie NB a pris de contacter les collectivités autochtones avant de lancer ses appels d'offres pour les travaux de débroussaillement et de construction.

Chapitre 7

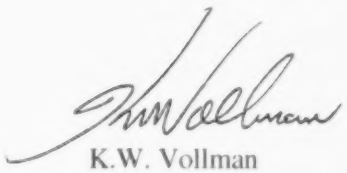
Dispositif

Les chapitres qui précèdent constituent la décision et les motifs de décision de l'Office relativement à la demande entendue au cours de l'instance EH-2-2002

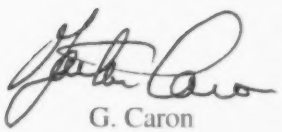
À la lumière de la preuve produite, l'Office a établi à sa satisfaction que la ligne internationale de transport proposée est d'utilité publique et qu'elle le demeurera à l'avenir. L'Office approuve la demande qu'Énergie NB a déposée aux termes des articles 58.16 et 58.23 de la Loi sur l'ONÉ en vue de construire une nouvelle LIT d'une tension de 345 kV et, sous réserve de l'agrément de la gouverneure en conseil, il délivrera à Énergie NB un certificat d'utilité publique assorti des conditions énoncées à l'annexe II.



J.-P. Théorêt
Membre présidant l'audience



K.W. Vollman
Membre



G. Caron
Membre

Mai 2003
Calgary (Alberta)

Annexe I

Liste des questions

Les questions suivantes ont été relevées aux fins d'examen, dans les Instructions relatives à l'instance EH-2-2002 :

1. La nécessité des installations projetées.

2. Le caractère approprié de la conception des installations projetées.

3. La sécurité des installations projetées sur le plan de la conception et de l'exploitation.

4. Les éventuels effets environnementaux, et répercussions socio-économiques, des installations projetées.

5. L'à-propos du tracé, les besoins en terrains et le processus d'acquisition des droits fonciers.

6. Les conditions dont devrait être assortie toute approbation qui pourrait être accordée.

Annexe II

Conditions liées au certificat

1. La ligne internationale de transport d'électricité devant être construite et exploitée en vertu du présent certificat (ligne de transport d'électricité) appartiendra à la Société d'énergie du Nouveau-Brunswick (Énergie NB) et sera exploitée par cette dernière.

2. La ligne de transport sera exploitée à sa tension nominale de calcul de 345 kV.

3. Énergie NB doit veiller à ce que la ligne de transport d'électricité soit conçue, fabriquée, située dans les limites du corridor d'un kilomètre, construite, mise en place et exploitée conformément aux plans, devis et autres renseignements ou engagements énoncés dans sa demande et la correspondance s'y rapportant.

4. Énergie NB doit construire et exploiter la ligne de transport d'électricité de façon à respecter la version la plus récente de la norme CAN/CSA C22.3 n° 1, *Réseaux aériens*.

5. Énergie NB doit se conformer à toutes les conditions prévues au présent certificat, à moins d'indication contraire de l'Office.

6. Avant de prévoir ou de fournir un service de transport à l'intention d'une partie qui propose d'exporter de l'électricité du Canada via la ligne de transport d'électricité, Énergie NB doit s'assurer que la partie a obtenu tous les permis ou toutes les licences d'exportation voulus.

Avant la construction

7. Avant le début de la construction, Énergie NB doit prouver à la satisfaction de l'Office que toutes les approbations réglementaires américaines nécessaires, fédérales et étatiques, ont été accordées à l'égard de la ligne de transport d'électricité correspondante dans l'État du Maine.

8. Si la construction débute après 2005, Énergie NB doit soumettre à l'approbation de l'Office, six (6) mois avant le début de la construction au chantier, un rapport qui contient ce qui suit :

   a) une révision des renseignements de base concernant les principaux facteurs (p. ex., utilisation des terres, espèces en péril, rapaces, aires d'hivernage du cerf) qui auraient pu changer depuis la date de l'approbation, à partir d'une évaluation sur le terrain effectuée pendant la saison appropriée;

   b) un exposé des changements au projet qui sont jugés nécessaires en raison de l'évolution des circonstances ou des pratiques reconnues dans l'industrie;

c) un exposé des changements qu'Énergie NB trouve nécessaire d'apporter à sa stratégie d'atténuation pour parer aux circonstances mentionnées aux points a) ou b).

9. Énergie NB doit soumettre à l'approbation de l'Office, au plus tard soixante (60) jours avant le début de la construction au chantier, une mise à jour de son plan de protection environnementale (PPE) propre au projet qui comprend tous les changements requis suivant la condition 8, ainsi qu'un plan de remise en état fournissant une description, en termes mesurables, des résultats finals souhaités pour ce qui est de l'état dans lequel Énergie NB compte remettre ou conserver l'emprise une fois les travaux de construction terminés.

10. Énergie NB doit soumettre à l'approbation de l'Office, au plus tard soixante (60) jours avant le début de la construction au chantier, le programme de surveillance environnementale et de suivi exigé en vertu de la Loi canadienne sur l'évaluation environnementale. Le programme sera censé vérifier l'exactitude des prévisions de l'évaluation environnementale et(ou) l'efficacité des mesures d'atténuation liées aux aspects qu'Énergie NB a définis dans la section du Rapport d'étude approfondie (RÉA) portant sur la surveillance des effets environnementaux. En outre, le programme doit évaluer l'efficacité des mesures d'atténuation proposées aux chapitres suivants :

a) dispositifs d'éloignement des oiseaux;

b) programme de gestion des accès mentionné à la section 6.5.3 du RÉA.

Seront également présentées à l'ONÉ des copies de toute correspondance établissant qu'Énergie NB a consulté Environnement Canada pour élaborer son programme de suivi. Ce programme doit aussi comprendre un calendrier pour la communication de rapports.

11. Au moins soixante 60) jours avant le début de la construction, Énergie NB doit soumettre à l'approbation de l'Office un programme d'assurance de la qualité et de vérification de la conformité qui expose, en tant qu'exigences obligatoires, les politiques et méthodes qu'Énergie NB devra appliquer pour s'assurer que la conception et la construction de la ligne de transport d'électricité respectent les présentes conditions d'approbation, les plans et devis de la société, de même que les engagements énoncés dans sa demande ou produits en preuve devant l'Office au cours de l'instance EH-2-2002. Ce programme devrait inclure les éléments suivants, sans toutefois y être limité :

a) le processus ou la méthode à employer pour recenser toutes les conditions d'approbation, les plans et devis de la société, ainsi que les engagements énoncés dans sa demande ou produits en preuve qui seront assujettis au programme;

b) les politiques, processus et méthodes qui seront en mis en place pour mener le programme à bien;

c) le nom de la personne qui est responsable de chaque aspect du programme;

d) le nom de la ou des personnes autorisées à suspendre les travaux en cas de non-conformité avec le programme;

e) les compétences de la ou des personnes autorisées à suspendre les travaux;

f) le processus ou la méthode à employer pour déterminer et mettre en oeuvre les mesures correctives voulues avant la reprise des travaux;

g) un processus ou une démarche pour évaluer l'efficacité des mesures correctives prises;

h) les moyens qui seront employés pour surveiller, mesurer, documenter et signaler à la direction d'Énergie NB le degré de conformité aux politiques, processus et méthodes.

12. Au moins soixante (60) jours avant le début des travaux de construction, Énergie NB doit déposer les documents suivants auprès de l'Office :

a) le manuel de construction d'Énergie NB pour la ligne de transport d'électricité, le manuel de son entrepreneur en construction, ou les deux;

b) si Énergie NB a recours à des entrepreneurs, un document attestant qu'elle accepte les manuels de construction des entrepreneurs et leurs programmes d'hygiène et de sécurité;

c) les grandes lignes du programme de formation d'Énergie NB et(ou) de l'entrepreneur qui sera exécuté à l'appui du manuel de sécurité pendant la construction.

Avant la mise en service

13. Au moins soixante (60) jours avant la mise en service de la ligne de transport d'électricité, Énergie NB doit présenter une liste des manuels, programmes et méthodes à mettre en oeuvre durant l'exploitation de la ligne de transport d'électricité à 345 kV, qui traitent des aspects suivants :

a) les exigences et plans concernant la surveillance et la maintenance continues des installations matérielles de la ligne de transport d'électricité;

b) un programme de sensibilisation du public qui :

i) renseigne et sensibilise constamment le public au sujet des dangers permanents associés à la ligne de transport d'électricité;

ii) fournit les numéros des personnes à contacter pour signaler des problèmes et des préoccupations;

c) un programme d'intervention en cas d'urgence et de gestion des incidents;

d) les plans et méthodes de maîtrise de la végétation/lutte contre les mauvaises herbes qui seront appliqués sur l'emprise de la ligne de transport d'électricité;

e) les besoins en formation du personnel qui est appelé à mettre en oeuvre ces manuels, programmes et méthodes;

f) l'obligation qu'a Énergie NB d'effectuer des vérifications documentées de ses registres et des inspections des installations et de l'emprise de la ligne de transport d'électricité, pour confirmer qu'elle se conforme aux exigences des manuels, programmes et méthodes;

g) la nécessité de réexaminer et d'actualiser au besoin les manuels, programmes et méthodes, pour garantir qu'ils sont à jour par rapport aux exigences réglementaires et aux pratiques reconnues dans l'industrie.

Ces manuels, programmes et méthodes seront mis à la disposition de l'Office aux fins d'examen et de vérification.

Durant l'exploitation

14. Énergie NB doit conserver des registres suffisants et appropriés concernant les travaux d'exploitation et de maintenance pour que l'Office puisse les examiner au cas où il voudrait procéder à une vérification de ces activités.

15. Dans les trente (30) jours suivant la mise en service des installations approuvées, Énergie NB doit confirmer auprès de l'Office, au moyen d'un avis signé par un dirigeant de la société, que les installations approuvées ont été réalisées et construites en conformité avec toutes les conditions pertinentes du certificat. Si Énergie NB ne peut confirmer la conformité à l'une ou l'autre de ces conditions, le dirigeant de la société devra en présenter la raison par écrit à l'Office.

16. Énergie NB doit déposer auprès de l'Office, au plus tard le 31 janvier suivant la fin des première, deuxième et troisième saisons complètes de croissance après la construction, ou à tout autre moment indiqué par l'Office, un rapport qui détaille ce qui suit :

a) les questions environnementales qui ont surgi durant la construction;

b) si les questions environnementales survenues sur l'emprise ont été réglées ou non;

c) si Énergie NB a atteint les résultats finals souhaités pour ce qui est de la remise en état de l'emprise;

d) les mesures qu'Énergie NB se propose de prendre pour régler les questions en suspens.

17. Énergie NB doit déposer auprès de l'Office, suivant le calendrier visé à la condition 10, un ou des rapports exposant les résultats du programme de suivi.

Expiration du certificat

18. Sauf avis contraire de l'Office, donné avant le 31 décembre 2006, le présent certificat expire le 31 décembre 2006, à moins que la construction des installations visées par la demande n'ait débuté à cette date.

Canada